

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В период с 07/07/2015г. по 11/07/2015г. на РП-3 было проведено исследование скважины 308Б на режимах расхода гл. газа 20.000 и 25.000 м³/сут. Результаты исследования представлены в таблице 2 и на рисунке 2.

Таблица 2

Результаты исследования скважины 308Б на режимах расхода гл. газа 20.000 и 25.000 м³/сут

| Дата | Рб, ат | Рз, ат | Ту, оС | V _{гл} , м ³ /сут | q _ж , м ³ /сут | q _н , т/сут | Обв., % | Р _ж , м ³ /м ³ | Р _н , м ³ /т | Нд, м (раб. Кл/ДКО) |
|----------|----------|-----------|--------|---------------------------------------|--------------------------------------|------------------------|---------|---|------------------------------------|---------------------|
| 07-07-15 | 7.7-8.9 | 75.1-77.5 | 37 | 30000 | 66 | 20.6 | 61.8 | 455 | 1456 | 2852 (3/4) |
| 09-07-15 | 7.8-8.9 | 74.5-77.9 | 37 | 25000 | 58 | 17.6 | 62.6 | 431 | 1420 | 2786 (3/4) |
| 11-07-15 | 7.1-10.3 | 73.8-77.4 | 37 | 20000 | 56 | 17.2 | 62.4 | 357 | 1163 | 2788 (3/4) |

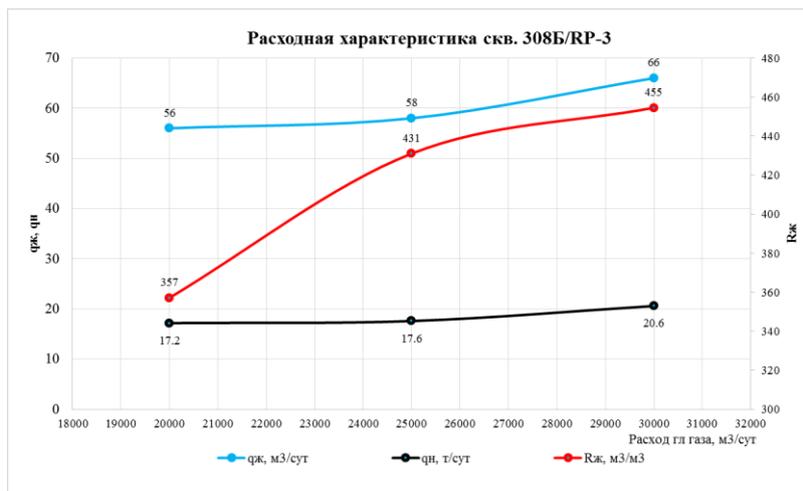


Рис. 2 Расходная характеристика скважины 308Б/РП-3

По полученным результатам можно сказать, что режим с расходом гл. газа 30.000 м³/сут является самым оптимальным по следующим причинам: максимальный дебит жидкости – 66 м³/сут., и относительно низкий удельный расход газа по жидкости – 455 м³/м³ (меньше 1000 м³/м³). На основании вышеизложенного анализа, рекомендуется сохранить текущий режим расхода гл. газа 30.000 м³/сут.

Литература

1. Газлифтная эксплуатация нефтяных и газовых скважин [Текст]: метод. указания / А. А. Мордвинов, О. А. Миклина. – Ухта : УГТУ, 2013. – 39 с.
2. Cơ sở khoan và khai thác dầu khí. Le Phuoc Hao. NXB Đại học Quốc gia TP. HCM 2006.
3. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, часть 2 / В.Н. Арбузов// М.: Наука, 2012. –272 с.
4. How Does Artificial Lift Work? Rigzone, retrieved May 29, 2012.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИНГИБИТОРОВ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЕЙ

А.С. Чемякин, А.В. Сидоренко

Научный руководитель зав. лаб. Л.В.Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Добыча нефти при наличии в ней парафина осложняется выпадением парафиновых отложений в трубах, в затрубном пространстве, в выкидных линиях. При правильном выборе техники и технологии борьбы с парафином можно предупредить уменьшение коэффициента продуктивности пласта, сохранить постоянство дебита скважины, сократить время на ремонт, обеспечить ритмичную работу промысла и снизить себестоимость тонны нефти.

В настоящее время широко применяются химические вещества и их смеси, которые при добавлении их к нефти в соответствующей концентрации влияют на процесс кристаллизации парафинов [1], так называемые ингибиторы парафиноотложений (ИПО). Одним из результатов их влияния является снижение низкотемпературной вязкости нефти, связанной со структуризацией парафинов. Главной особенностью ИПО является высокая избирательность их действия на нефть [1]: ИПО, снизивший вязкость у одной нефти, может не изменить, или вообще повысить ее, у другой.

В данной работе представлено определение наиболее подходящих ингибиторов парафиноотложений и подбор концентраций для снижения низкотемпературной вязкости нефти. Оценкой эффективности ИПО являются результаты лабораторных испытаний: на сколько понижает ИПО вязкость нефти при определенной температуре [1].

Исследования проводились с образцами нефти Арчинского и Южно-Майского нефтяного месторождений, физико-химические свойства которых представлены в таблице (табл. 1).

Таблица 1

Физико-химические характеристики и состав нефти

| Образец | ρ , кг/м ³ , при 20 °С | Содержание в нефти, % мас. | | |
|-----------------------------------|---|----------------------------|-------|------------|
| | | парафины | смолы | асфальтены |
| Нефть Арчинского месторождения | 867,3 | 6,3 | 17,3 | 2,9 |
| Нефть Южно-Майского месторождения | 832,5 | 10,14 | 6,93 | 0,64 |

В качестве ИПО исследовались два реагента с различными концентрациями, представленные в табл.2. Они предназначены для предотвращения парафиноотложений в нефтепромысловом оборудовании в процессе добычи нефти и при ее транспортировке. Применяется в качестве ИПО для нефтей с высоким содержанием парафинов и смолистых веществ. Ингибиторы этих марок защищают нефтепромысловое оборудование и нефтепроводы от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), понижают вязкость, и температуру застывания нефти [2]. Концентрации были подобраны в соответствии с рекомендациями производителей.

Таблица 2

Ингибиторы парафиноотложений

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

Измерения вязкости проводились на программируемом вискозиметре Брукфилда DV-II+PRO. Ротационные вискозиметры Brookfield предназначены для измерения низкой динамической вязкости по ГОСТ 1929-87. Измерение вязкости осуществляется посредством пересчета крутящего момента, необходимого для вращения шпинделя прибора с постоянной скоростью при погружении его в исследуемую среду. Диапазон температур составил от 20 °С до 50 °С с шагом 5 градусов прямым и обратным ходом. Обработка измерений осуществлялась с помощью программного обеспечения Rheocalc.

Первоначально были измерены вязкости исследуемых образцов без добавления реагентов по всему диапазону температур. Полученные результаты представлены на рис.1, 2.

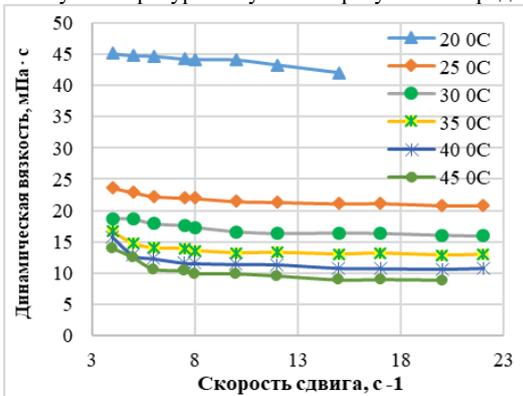


Рис.1 Реологическая кривая исходной нефти Арчинского месторождения

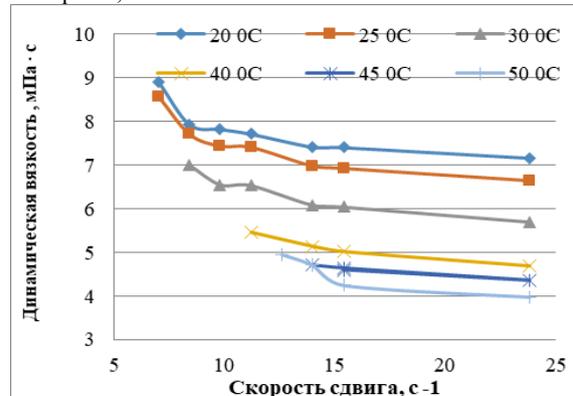


Рис.2 Реологическая кривая исходной нефти Южно-Майского месторождения

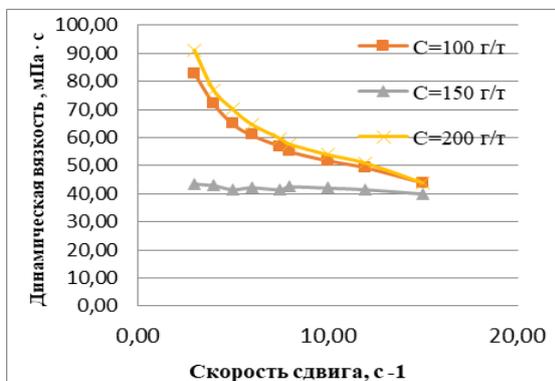


Рис.3 Реологическая кривая нефти Арчинского месторождения с добавками СНПХ-ИПГ при t=20 °С

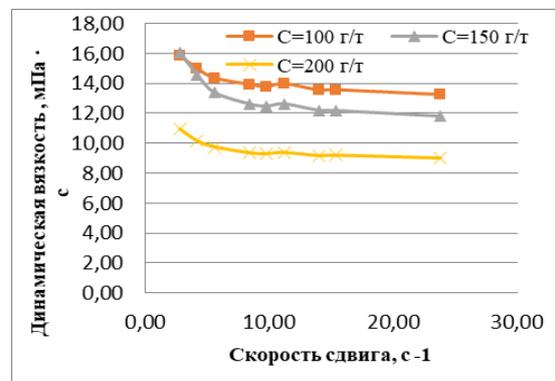


Рис.4 Реологическая кривая нефти Южно-Майского месторождения с добавками СНПХ-ИПГ при t=20 °С

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Затем в образцы нефти были добавлены ИПО с заданными концентрациями. Смесь каждого образца нефти с реагентом выдерживалась в течение суток для лучшего перемешивания.

Результаты измерения вязкости с добавлением в исследуемые образцы реагентов для температуры 20°C представлены на рис.3,4,5,6.

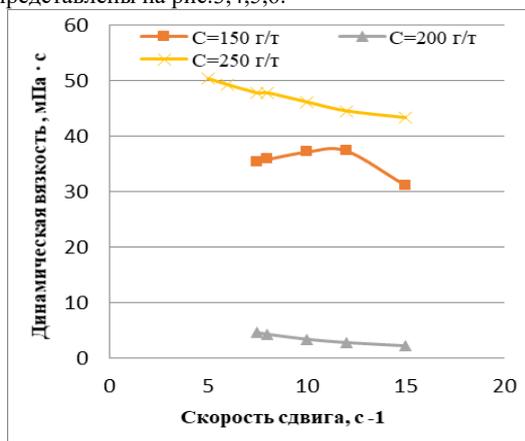


Рис.5 Реологическая кривая нефти Арчинского месторождения с добавками ХПП-007 при $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$

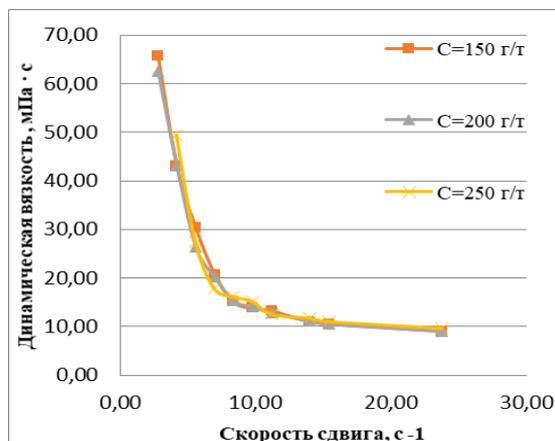


Рис.6 Реологическая кривая нефти Южно-Майского месторождения с добавками ХПП-007 при $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$

Было проведено исследование действия ингибиторов парафиноотложений для нефти Арчинского и Южно-Майского месторождений. По результатам данных исследований было установлено, что для нефти Арчинского месторождения для ингибирования парафиноотложений лучшей присадкой показала себя ХПП-007 концентрацией 200 г/т, этот ингибитор существенно снижает вязкость данной нефти. Для нефти Южно-Майского месторождения эти ингибиторы при данных концентрациях их в нефти не подходят, так как ни один из них не снижает вязкость по сравнению с пробой нефти без присадки. Меньше всего вязкость данной нефти повышает ингибитор парафиноотложений СНПХ-ИПГ 11А концентрацией 200 г/т.

Литература

1. А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. Нефтепромысловая химия. Практическое руководство. Владивосток, «Дальнаука», 2011. – 287 с.
2. Ингибитор асфальтеновых и парафиновых отложений ХПП-007 по ТУ 2458-012-69415476-2013 – Производство ООО «Когалымский завод химреагентов».
3. Ингибитор парафиногидратоотложений СНПХ-ИПГ 11 по ТУ 2458-179-057670-2009.

АНАЛИЗ ТРАСС-ИНДИКАТОРОВ В ИЗВЛЕКАЕМЫХ ВОДАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ У.В. Чернова¹, В.В. Козлов

Научный руководитель старший преподаватель¹, научный сотрудник² В.В. Козлов
¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия
²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В последние годы характерной особенностью нефтедобычи является увеличение доли высоковязкой нефти в структуре сырьевых ресурсов, запасы которой значительно превышают запасы легкой и маловязкой нефти. Россия также обладает значительными трудноизвлекаемыми запасами нефти, и их объем составляет около 75% от объема высоковязкой нефти, расположенной в странах Африки и Евразии [1].

С учетом этого, особое значение приобретают технологии, позволяющие комплексно воздействовать на продуктивные пласты, увеличивая тем самым нефтеотдачу. Одну из ключевых позиций занимают тепловые методы разработки месторождений высоковязкой нефти, включающая в себя: вытеснение нефти паром, циклическую закачку пара в пласт, гравитационное дренирование при закачке пара [2-4]. Стационарная закачка пара в пласт осуществляется непрерывно с помощью паронагнетательных скважин. Пароциклическая обработка состоит из трёх стадий: сначала пар закачивают в эксплуатационную скважину, затем скважину закрывают и выдерживают некоторое количество времени для прогрева пласта, после этого добыча нефти возобновляется; цикл повторяется по необходимости.

Возможно увеличение эффективности применения тепловых методов за счёт сочетания их с физико-химическими методами, например, с применением термотропных гелеобразующих композиций, увеличивающих охват пласта закачиваемой водой, или нефтьвытесняющих композиций, обеспечивающих дополнительное вытеснение нефти [5-8]. Это связано с тем, что на многих месторождениях наблюдается прогрессирующее обводнение добываемой нефти из-за низкого коэффициента охвата эксплуатируемого объекта, а применение гелеобразующих композиций позволяет изменять направление фильтрационных потоков. Увеличение коэффициента извлечения нефти возможно за счёт снижения межфазного натяжения на границе раздела фаз нефть – водная фаза и деструктурирования адсорбционных слоёв с привлечением нефтьвытесняющих композиций [5].