

рабочих органов и уплотнений. Преимущества одновинтовых многофазных насосов: изменение производительности установки путем замены насосной секции, возможность в полевых условиях производить замену изношенных частей, меньшая скорость вращения нагруженных частей. К недостаткам одновинтовых насосов относят: габариты – двухвинтовой насос на ту же производительность имеет более чем в три раза меньшую длину (насосы фирмы NETZSCH), диапазон работы – материал обоймы (чаще резина) ограничивает применение по максимальной температуре.

Гелико-осевые многофазные насосы – оптимальный вариант для перекачки на большое расстояние (спирально-осевой путь движения флюида в насосе обеспечивает максимальный перепад давления), насосы применяются при откачке значительных объемов нефти (установки месторождения Дунбар компании Total). Недостаток технологии заключается в разделении в полости насоса потоков газа и жидкости под действием центробежных сил – происходит эмульгирование потока. Спирально-осевая технология наиболее эффективна при средних значениях объемного газосодержания в потоке, близких к 50%.

Для осуществления однострунной транспортировки широко используются двухвинтовые многофазные насосы. Высокая объемная производительность позволяет эффективно применять их в установках, транспортирующих продукцию с нескольких кустов скважин. Возможность бесперебойной работы при перекачке многофазной продукции скважин с содержанием газа до 100% в двухвинтовых насосах реализована за счет внешней системы рециркуляции жидкости. Двухвинтовые многофазные насосы в сравнении с гелико-осевыми обладают преимуществами: отсутствие необходимости в системах стабилизации потока; пониженный износ; рабочая температура (до двух раз выше); большее повышение давления при высоком газовом факторе; стабильная равномерная нагрузка на привод насоса; высокая объемная производительность в широком диапазоне вязкости и газосодержания. При проектировании однострунной системы сбора многофазной продукции скважин обеспечение рационального выбора многофазных насосов осуществляется путем составления точного производственного сценария добычи на весь срок эксплуатации месторождения, расчета потенциальных изменений технологического режима и подбора необходимых материалов насоса, совместимых с перекачиваемой средой. Для выбора многофазного насоса необходимы данные: условия на входе (давление, температура, газовый фактор), общая объемная производительность, свойства среды (плотность, вязкость, коррозионная активность), требуемое давление на выходе, частота и объем газовых пробок.

Однострунная система сбора многофазной продукции скважин сегодня востребована на нефтегазовых месторождениях, так как позволяет уменьшить капитальные вложения и энергетические затраты, связанные с добычей, сбором и транспортом нефти и ПНГ. Вопрос внедрения однострунной системы сбора должен рассматриваться индивидуально на основании технико-экономических обоснований с учетом целевого назначения использования нефти и ПНГ, возможности осуществления технологических процессов совместной подготовки разнородной нефти, ПНГ и добываемой пластовой воды. Таким образом, снижение давления на устье скважины и потерь легких фракций, сокращение периода обустройства месторождения дают технологические преимущества однострунного сбора и транспорта многофазной продукции скважин. К типам (группам) объектов, рекомендуемых для реализации технологии можно отнести: новые нефтяные месторождения; объекты с низким уровнем добычи; объекты с высоким содержанием ПНГ в продукции; объекты с повышенной вязкостью нефти; удаленные и протяженные по площади месторождения.

Литература

1. Scott S.L. Multiphase pumping addresses a wide range of operating problems//Oil & Gas Journal. – 2003. – Vol. 101. – № 37. – P. 59 – 71.
2. Способ сбора и транспорта многофазной смеси с удаленных кустов скважин: пат. 2411409 Рос. Федерация / Горячев А.А., Туманов А.П. № 2009123693/06; заявл. 22.06.2009.

ВЛИЯНИЕ СОСТАВА И ТЕМПЕРАТУРЫ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

И.С. Лукьянов

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В течение двух последних десятилетий в Российской Федерации непрерывно изменяется качественное состояние нефтяной сырьевой базы. Сдерживается вовлечение в эксплуатацию месторождений нефти с высоковязкой нефтью [1], запасы которой по Западной Сибири составляют около 14%. Эти месторождения представляют собой фактически неиспользованные энергетические ресурсы, разработка которых требует применения нетрадиционных методов извлечения нефти из пласта, ее сбора, подготовки и трубопроводного транспорта. Серьезные проблемы вызывает трубопроводный транспорт такой нефти, для осуществления которого появляется необходимость регулирования ее реологических свойств различными методами воздействия. Реологические свойства нефти тесно связаны с содержанием асфальтенов, смол и парафинов (АСП) и оказывают значительное влияние на дебит скважины. При расчете дебита реологические свойства нефти обычно учитывают с использованием сведений о коэффициенте вязкости нефти. Таким образом, проблемы предупреждения образования асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) и регулирования реологических свойств вязких нефтей для ее транспорта являются актуальными. Хотя вышеназванные проблемы имеют общие причины, но пути их решения должны реализовываться индивидуальными способами с учетом в каждом

конкретном случае физико-химических и реологических характеристик аномальных нефтей и нефтепродуктов [1].

В настоящей работе было исследовано влияние температуры на вязкостные свойства нефти. В качестве объектов исследования были взяты образцы нефтей, состав которых представлен в таблице 1.

По предложенной классификации нефтей [3], АС - малопарафинистая, но с высоким содержанием асфальтенов и смол, ПС – парафинистая и смолистая, но с низким содержанием асфальтенов, С - высокосмолистая, но с низким содержанием асфальтенов и парафинов. Исследование зависимости изменения вязкости нефтей от температуры проводилось с использованием программируемого вискозиметра DV-II+PRO компании Брукфилд и циркуляционного термостата TC-150SD со стандартным цифровым контроллером температуры. Вискозиметр DV-II+PRO позволяет производить операции посредством установленной на компьютере программы Rheocalc32. В основе принципа работы вискозиметра DV-II+PRO лежит вращение специального измерительного шпинделя, погруженного в тестируемую жидкость. С помощью циркуляционного термостата TC-150SD регулировали и поддерживали температуру в диапазоне от 4 °С до 50 °С с шагом 1 °С.

Таблица 1

Физико-химические свойства нефти

Нефть	Содержание, % масс.			
	Парафины	Бензольные смолы	Спиртобензольные смолы	Асфальтены
АС	1,1	12,5	18,6	9,9
ПС	6,3	12,4	4,9	2,9
С	0,96	15,44		0,14

На рис. 1 представлены зависимости вязкости от температуры исследуемых нефтей. Для нефти месторождения ПС вязкость была определена в диапазоне от 22 °С до 50 °С. Это связано с высокой температурой кристаллизации парафинов. Вязкость при 22 °С составила 749 сПуаз. При увеличении температуры примерно до 33 °С происходит резкое уменьшение вязкости и в дальнейшем диапазоне температур она меняется незначительно. Из графика для нефти месторождения С видно, что динамическая вязкость при 4 °С составляет 37 сПуаз и при нагревании до 50 °С плавно меняется до 7 сПуаз. Для нефти месторождения АС вязкость при 4 °С составляет 373920 сПуаз. Из графика видно, что резкое изменение вязкости происходит до температуры 32 °С и составляет 12033 сПуаз, а затем плавно уменьшается до 3390 сПуаз при 50 °С.

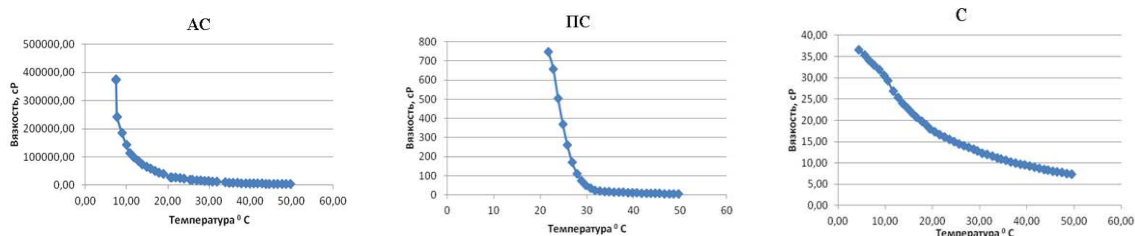


Рис.1 Зависимость вязкости от температуры для АС, ПС, С нефтей

Сопоставляя полученные результаты с химическим составом исследуемых нефтей можно сказать, что при понижении температур вязкость значительно увеличивается в системах с высоким содержанием асфальтенов и смол (нефть АС). Содержание парафинов также сильно влияет на вязкостную зависимость от температуры (нефть ПС).

Для высокосмолистых нефтей с низким содержанием парафинов и асфальтенов типа С, изменение вязкости от температуры не так значительно.

Используя графическую зависимость вязкости от температуры можно определить энергию активации, характеризующую интенсивность межмолекулярного взаимодействия в нефтяной системе. Анализ результатов показал, что полученные температурные зависимости подчиняются закону Аррениуса-Френкеля-Эйринга:

$$\eta = A \exp\left(\frac{E}{RT}\right), \text{сПуаз} \quad (1)$$

где η – динамическая вязкость, А – коэффициент, Е – энергия активации, Дж/моль, R – универсальная газовая постоянная, равная 8,31 Дж/(моль·К), Т – температура, 0К.

Логарифмируя уравнение (1), получаем выражение:

$$\ln \eta = \ln A + \frac{E}{RT} \quad (2)$$

Построив график линейной зависимости $\ln\eta$ от $1/T$ (рис. 2), по тангенсу угла наклона прямой определяем количественное значение энергетического барьера процесса, который будет являться энергией активации вязкого течения [2].

Для нефти месторождения ПС на графике мы наблюдаем излом, который характеризует два состояния системы. В области низких температур система находится в коллоидно-дисперсном состоянии и при постепенном повышении температуры происходит плавление кристаллов парафинов. В области высоких температур молекулы парафинов в системе диспергированы до индивидуального молекулярного состава. Точка перегиба соответствует пороговому значению перехода системы из одного состояния в другое. Рассчитанные значения энергий активации исследуемых нефтей представлены в таблице 2.

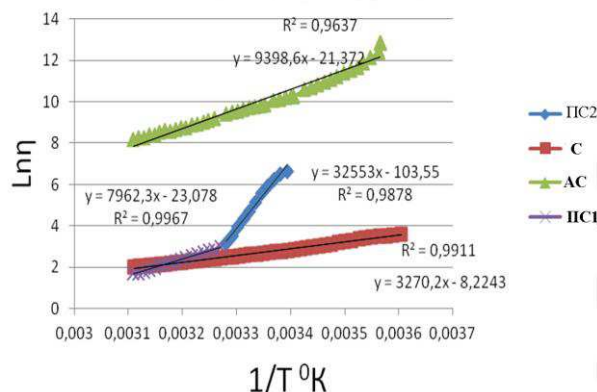


Рис.2. Зависимость логарифма динамической вязкости от обратной температуры

Таблица 2

Значения энергий активации исследуемых нефтей, кДж/моль

ПС ₂	ПС ₁	С	АС
271	66	27	78

Анализируя полученные данные энергий активации мы видим, что самую сложную структуру имеет нефть месторождения ПС в области низких температур - максимальное значение $E=271$ кДж/моль. В области высоких температур значение энергии активации этого месторождения занимает промежуточное положение между исследуемыми значениями нефтей месторождений С и АС. Самое низкое значение $E=27$ кДж/моль имеет нефть месторождения С.

Высокое содержание парафинов, смол, асфальтенов, значительно ухудшает реологические свойства продукта и приводит к необходимости применения специфических способов добычи и транспортировки нефти. Базовым методом перекачки высоковязких нефтей является до сих пор горячая перекачка, при которой продукт первоначально нагревается до температуры на 10 – 15 градусов выше температуры плавления парафина и транспортируется по трубопроводу с повышенной теплоизоляцией [1].

Литература

1. Банатов В.В. Реологические свойства вязких нефтей и нефтепродуктов и их регулирование комплексными методами воздействия: Диссертация, канд. Тех. Наук. – Тюмень, 2005. – 63 с.
2. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Молекулярные механизмы вязкости жидкости и газа. Часть 1. Основные понятия / Под ред. Проф. В.Б. Нагаева. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 59 с.
3. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. – Новосибирск: Изд-во Сибирское отделение Российской академии наук, филиал «Гео», 2004. – 109 с.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.В. Максютин, А.В. Поступов, Р.Р. Хусаинов

Научный руководитель профессор А.А. Молчанов

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Ежегодно доля запасов месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти увеличивается. В Согласно статистическим данным [2], на территории Российской Федерации наблюдается рост добычи нефти и жидкого конденсата с 2007 по 2013 гг. от 488,1 до 523 млн.т. В основном данная динамика связано с ежегодным вводом в эксплуатацию новых месторождений. При этом в России значительные запасы углеводородов на сегодняшний день относятся к категории трудноизвлекаемых. В основном, трудноизвлекаемые запасы нефти