

некоторых случаях наблюдалось увеличение производительности в 17 и более раз. При наличии газовой шапки или подстилающей воды (или того и другого вместе) горизонтальные стволы дают прирост извлекаемых запасов. [1]

В старых скважинах бурение боковых стволов можно считать наилучшим техническим решением, если есть надежное обоснование эффективности вскрытия продуктивной зоны наклонным или горизонтальным стволом. Бурение боковых стволов из существующих скважин экономически выгоднее, чем строительство новых скважин. К тому же, траектория бокового ствола проходит в непосредственной близости старой скважины, где продуктивная зона уже охарактеризована керновыми и каротажными данными, а также результатами испытания и эксплуатации пластов. В зависимости от залежи нужно будет решать в каждой скважине в отдельности: бурить боковой или горизонтальный ствол? Ниже схематически представлена оптимизация добычи в зависимости от типа структуры коллектора (рис.).

Залежи можно подразделить по характеру дренажной зоны (левая колонка). В центральной и правой колонках приведены примеры повышения добычи и отдачи пластов за счет бурения наклонных и горизонтальных боковых стволов, эффективность которых определяется проницаемостью и коллекторскими характеристиками пластов. Основные преимущества колтюбинговых установок перед обычным бурением это: скорость спускоподъемных операций, возможность пробуривания боковых стволов с меньшим радиусом кривизны, использования гибкой трубы на скважинах с меньшим диаметром и использование колтюбинговых установок на морских месторождениях, где необходимы малые габариты самой установки.

Литература

1. Гауф В.А., Зозуля Г.П., Шенбергер В.М. Особенности и опыт бурения вторых стволов из эксплуатационных колонн скважин /Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортирования нефти и газа на основе современных технологий: Мат. второй Всерос. НТК - Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – С.20 – 21.
2. <http://www.slb.ru/>- сайт компании «Шлюмберже» - электронный режим – режим доступа: открытый – 10.03.14.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЭМУЛЬГАТОРА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ РЕОЛОГИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

А.И. Крайнов

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важнейшими техническими характеристиками природных нефтей являются их вязкость и реологические свойства. Эти характеристики определяют методы и продолжительность сливно-наливных операций, условия перевозки и перекачки, гидравлические сопротивления при транспортировании топлива по трубопроводам и т.п. [2]. Вязкость эмульсий зависит от вязкости нефти, ее обводненности и температуры системы. Эмульсии могут быть неньютоновскими жидкостями с высокими значениями пластической вязкости, статического и динамического напряжений сдвига [1]. Одной из наиболее эффективных технологий обезвоживания нефти является химическая, т.е. применение специальных химических реагентов – деэмульгаторов для разрушения эмульсий.

Целью настоящей работы стало изучение влияния деэмульгатора на вязкостные характеристики нефти и ее эмульсий в зависимости от температуры. Объектом исследования стал образец нефти М месторождения, физико-химические свойства которого представлен в табл.1.

Таблица 2

Физико-химические свойства нефти М месторождения

Содержание, масс.доли, %	Вода	Сера	Парафины	Смолы	Асфальтены
Значение показателей	3	0,635	0,96	15,44	0,14

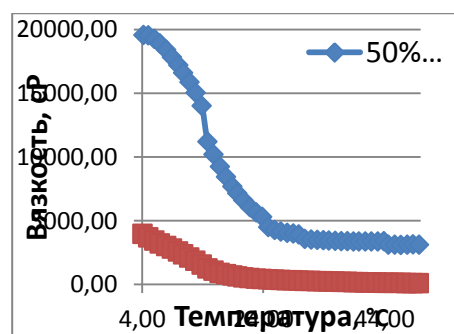
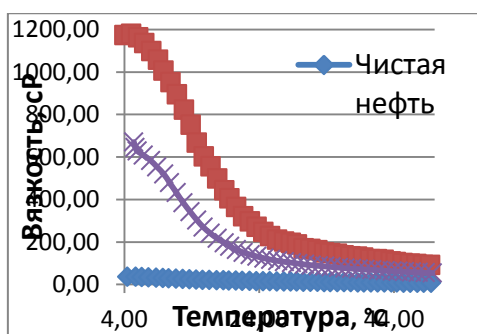


Рис. 1 Зависимость вязкости от температуры

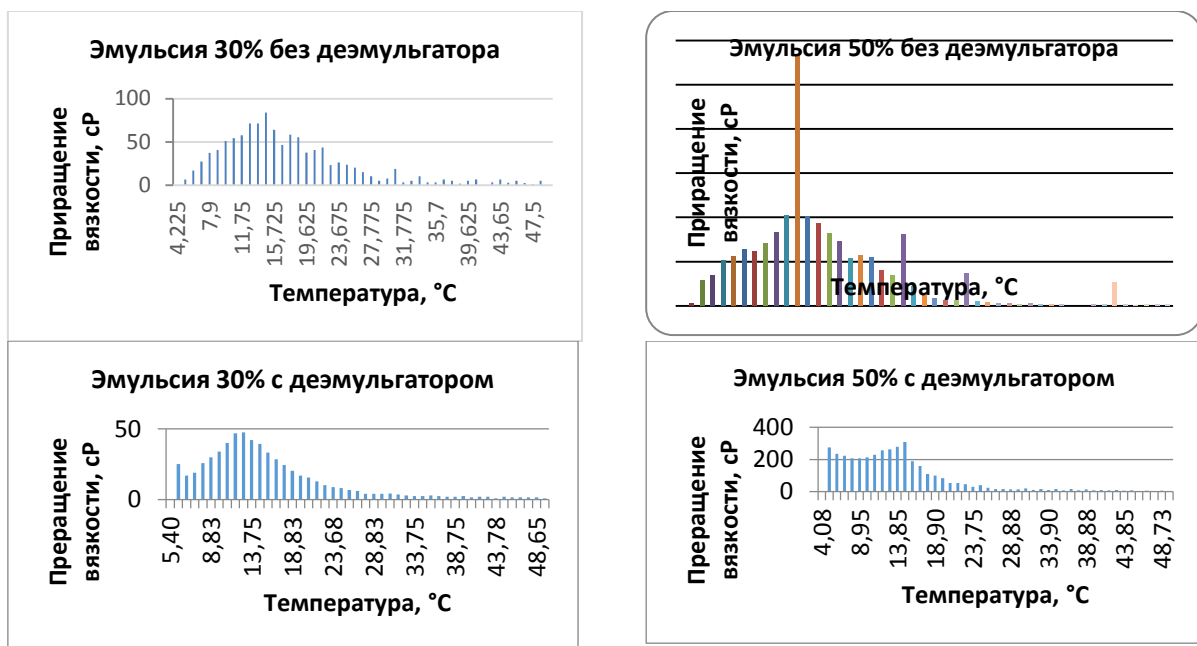


Рис.2 Дифференциальная зависимость вязкости от температуры

С помощью экстрактора ПЭ-8000 были приготовлены модельные эмульсии этой нефти, с объемной долей дистиллированной воды 30 % и 50 %, при скорости вращения 3000 об/мин в течение 10 мин. Используя ротационный вискозиметр Брукфильда LVDV-II+Pro, была измерена вязкость чистой нефти и ее водонефтяных эмульсий без добавления и затем с добавлением реагента ХПД-008. Реагент-деэмульгатор ХПД-008 применяется в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности в системе сбора и на установках подготовки нефти. Концентрация деэмульгатора составила 0,108% об. Температурный диапазон измерения составил от плюс 4°С до плюс 50°С с шагом в 1°С. Полученные результаты представлены на рис.1.

Полученные результаты показывают, что вязкость чистой нефти при температуре плюс 4°С составляет 36,6 сР, а вязкости 30% и 50% эмульсий составили 1172,8 сР и 19563,8 сР соответственно. Резкое изменение вязкости наблюдается в интервале температур системы от 4°С до примерно 26°С, что подтверждает дифференциальная зависимость вязкости от температуры на рис.2.

Таким образом, показано, что вязкость эмульсии значительно превышает вязкость чистой нефти, и возрастает с увеличением доли воды в эмульсии. В свою очередь добавление деэмульгатора приводит к значительному снижению вязкости, что обусловлено разрушением эмульсии: для 30% эмульсии при плюс 4°С составляет 670,3 сР и 3947,2 сР для 50% эмульсии. Максимальное снижение вязкости при 14°С, наблюдаемое на графиках рис.1, также подтверждается диаграммами на рис.2.

Литература

1. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288с.
2. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов. – Москва: Недра, 1984, – С.14.

К ВОПРОСУ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОДНОТРУБНОЙ СИСТЕМЫ СБОРА МНОГОФАЗНОЙ ПРОДУКЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

А.Н. Ладыгин, Р.В. Дворецкас

Научный руководитель доцент М.С. Турбаков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Снижение удельных энергозатрат при добыче нефти – одно из ключевых направлений повышения эффективности и обеспечения экологической безопасности. Однотрубная система сбора многофазной продукции скважин создает условия для централизации и укрупнения нефтепромысловых объектов, исключая применение газокompрессорного оборудования, строительство инфраструктуры с сепарационными установками и газопроводами, что приводит к уменьшению себестоимости добычи нефти и разработке удаленных труднодоступных месторождений с протяженной системой трубопроводов. Применение однотрубной системы сбора при разработке нефтяных месторождений позволяет добиться увеличения уровня добычи нефти за счет снижения давления на устье и повышения депрессии на пласт. При проектировании обустройства новых нефтяных месторождений технология совместного сбора многофазной продукции увеличивает период