

Экономическая оценка внедрения технологии «Fishbone» и её сравнение с обычным бурением горизонтальных скважин проводилась на основании расчета отношения коэффициента продуктивности скважины к стоимости её строительства в зависимости от длины горизонтального ствола. На основании полученной оптимальной длины, проводки и межрядного расстояния сравнивались конструкции заканчивания скважин. Было установлено, что в монолитном хорошо связанном коллекторе перспективнее бурение горизонтального ствола, а в расчлененном коллекторе – бурение многозабойных скважин [3].

В ходе данной исследовательской работы были проанализировано геологическое строение объекта разработки на месторождении Мессояхской группы и обоснована перспективность метода заканчивания скважин с применением технологии «Fishbone». На основании результатов проведенных опытно-промышленных работ на куст для трех скважин было доказана высокая эффективность использования данной технологии интенсификации притока.

Литература

1. Минева О.К., Минев В.С. Преимущества технологии строительства многоствольных высокотехнологичных скважин типа "Рыбья кость" //Геология, география и глобальная энергия. – 2017. – №. 2. – С. 77-83.
2. Белозеров Б. В. и др. Стратегия учета латеральной неоднородности пласта ПК 1-3 при сопровождении бурения горизонтальных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении //ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – №. 1. – С. 16-19.
3. Сугаипов Д.А. и др. Опыт применения многоствольных скважин в пластах аллювиального генезиса Восточно-Мессояхского месторождения //Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 12. – С. 49-51.
4. Листойкин Д.А., Ридель А.А., Коваленко И.В. Гидродинамические исследования скважин как инструмент корректировки геологических данных и оценки влияния подстилающих вод на разработку пласта ПК 13 Восточно-Мессояхского месторождения //ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – №. 1. – С. 52-57.
5. Загребельный Е.В. и др. Определение оптимального типа заканчивания горизонтальной скважины и способа вывода ее на режим на примере разработки пласта ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения //Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 5. – С. 40-43.
6. Ниткалиев И.М. и др. Гипотезы образования многоконтактных залежей в условиях континентального генезиса отложений пласта ПК1-3 Восточно-Мессояхского месторождения //Нефтяное хозяйство. – 2016. – №. 3. – С. 34-37.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРА НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ

Пономарева У.В., Чеканцева Л.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из основных технологических характеристик нефти является вязкость, которая имеет большое значение при разработке и эксплуатации месторождений. Изучение режимов течения позволяет в дальнейшем проводить мониторинг и при необходимости регулировать свойства продукта. Запасы лёгких нефтей истощаются. Основная технологическая проблема, как при добыче, так и при транспорте тяжёлой нефти состоит в очень высоких значениях вязкости [1]. Поэтому разработка запасов нефти с аномальными реологическими свойствами на долгосрочную перспективу в настоящее время остаётся востребованной.

Целью данной работы является изучение реологических характеристик аномальной нефти в определённом диапазоне температур и с различными дозировками деэмульгатора.

В работе был проведён анализ реологических свойств аномальной нефти. Её физико-химические свойства, которые представлены в таблице, были взяты из технического регламента компании. Обводнённость была определена в пробе по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» по методу Дина и Старка и составила 39,8 % (об).

Таблица

Физико-химические свойства исследуемой нефти

Наименование	Ед. измерения	Значение
Плотность разгазированной нефти	кг/м ³	981,1
Обводнённость	% (об.)	39,8
Массовое содержание:		
серы	%	0,44
смол силикагелевых	%	5,09
асфальтенов	%	1,60
парафинов	%	6,75

В работе ранее были проведены исследования влияния ингибиторов парафинообразования при разных дозировках и температурах этой нефти, когда её обводнённость составляла 36,8 % [2]. Поскольку значение обводнённости растёт, было принято решение изучить влияние действия деэмульгатора на реологические характеристики нефти. Измерения были проведены на программируемом вискозиметре Брукфилда DV-II+PRO, который предназначен для определения вязкости жидкости при заданных скоростях сдвига [3]. Вязкость измерялась посредством пересчёта крутящего момента, необходимого для вращения шпинделя прибора при его погружении в

исследуемую среду. Исследования проводились в температурном диапазоне от 25 до 50 °С с шагом 5 °С прямым и обратным ходом. Результаты обрабатывались с помощью программы Rheocalc.

На рисунке 1а представлены результаты измерения вязкости образца нефти без добавления деэмульгатора при всех заданных температурах. Далее исследовались реологические свойства нефти при добавлении трёх концентрация деэмульгатора INTEX (плотностью 0,950 г/см³), используемого компанией, с дозировками 45, 50 и 55 г/т.

На рисунке 1 (а-г) представлены полученные результаты определения вязкости нефти при увеличении скорости сдвига (прямой ход) для различных концентраций.

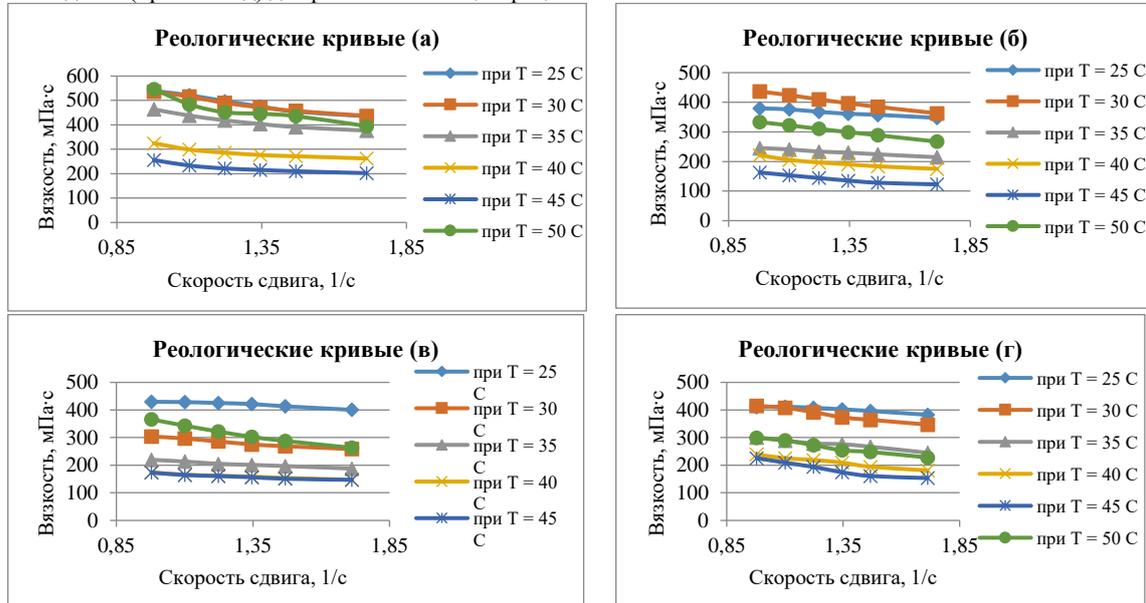


Рис. 1. Реологические кривые а) без добавления деэмульгатора; б) 45 г/т; в) 50 г/т; г) 55 г/т

По графикам видно, что вязкость исходной нефти выше, чем нефти с добавлением деэмульгатора при всех температурах. Наблюдается anomalous поведение нефти при температуре 50 °С. При всех дозировках с повышением температуры вязкость нефти уменьшается, а при 50 °С резко возрастает почти до исходных значений.

Наименьшие значения вязкости нефти показали образцы, исследуемые при температуре 45 °С и дозировкой 45 г/т. На рисунке 2 представлены результаты измерения вязкости при различных дозировках деэмульгатора.

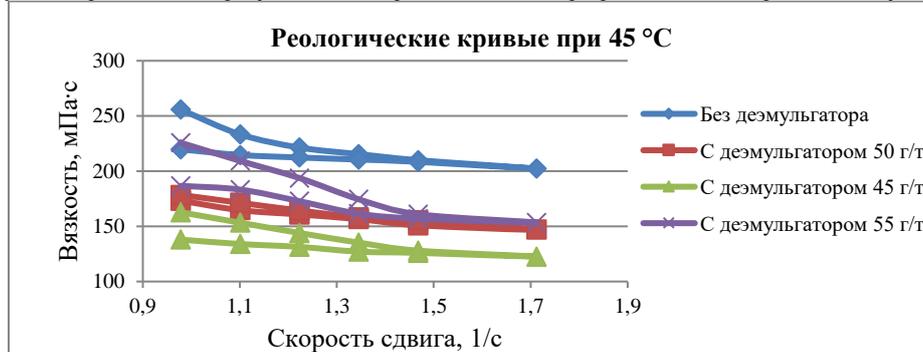


Рис. 2. Реологические кривые при температуре 45 °С

По реологическим кривым видно, что исследуемая нефть – псевдопластичная «неньютоновская» жидкость. Вязкость исходной нефти выше, чем нефти с добавлением деэмульгатора. Но с увеличением дозировки деэмульгатора вязкость нефти также увеличивается. Наименьшие значения вязкости были достигнуты при дозировке 45 г/т, они уменьшились в 1,6 раз по сравнению с исходной нефтью. Требуется дополнительные исследования anomalous увеличения вязкости при 50 °С всех образцов.

По полученным результатам исследования можно рекомендовать компании снизить дозировку до 45 г/т и температуру деэмульсации до 45 °С (в регламенте 55 °С).

Литература

1. Малкин, А.Я. Реология нефти и нефтепродуктов. Теория и практика: учебник / А. Я. Малкин, Р. З. Сафиева. – Санкт-Петербург: Профессия, 2019. – 172 с.
2. Чемякин А.С. Современные подходы изучения температурного воздействия на нефть нефтегазовых месторождений Западной Сибири / А.С. Чемякин; науч. рук. Л. В. Чеканцева // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV

Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2020. – Т. 2. – С. 161-163

3. Программируемый вискозиметр Брукфилда DV-II+PRO. Руководство по эксплуатации – № M/03 - 165

РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ АВТОМАТИЗАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ, РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ УСТАНОВКОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Рахматуллин Р.Р.

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время несмотря на то, что технологии имеют свойство стремительно развиваться, с каждым днём количество недоработок в каждой сфере промышленности становится всё больше и больше. Это неотъемлемый естественный процесс, который предполагает, что с расширением возможностей науки расширяется и область нерешенных задач, решение которых, возможно, могло бы приблизить человечество к заветному «золотому веку». Нефтегазовая отрасль не является исключением. С каждым годом ведущие нефтегазовые страны-гиганты дают новые мощнейшие импульсы, позволяющие развиваться в области устойчивого развития и повышения энергоэффективности добычи и подготовки углеводородного сырья.

В мире, в частности и в Российской Федерации большее количество месторождений нефти разрабатывается механизированным способом. В числе которых около 75 % месторождений эксплуатируются установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). При эксплуатации скважины из 100 % потребляемой электрической энергии 29 % приходится на потери в погружной установке, 14 % - потери в асинхронном электродвигателе, 9 % - в трансформаторной станции, станции управления и в насосно-компрессорных трубах, около 15 % - в питающем кабеле. Следовательно, лишь 33 % электроэнергии приходится на подъем жидкости (без учета энергии, затрачиваемой на поддержание пластового давления) [2].

Данный аналитический обзор направлен на выявление факторов, влияющих на эффективность работы системы «скважина-УЭЦН-наземное электрооборудование», для последующего составления комплекса автоматизированного анализа влияния внешних факторов на режим работы скважины, а также для создания системы автоматизации на основе математической модели, учитывающей основные технологические и технические параметры, посредством программного обеспечения MATLAB, которое позволит стабилизировать «веса» - «эффективное использование электроэнергии-коэффициент полезного действия» скважины.

Структурные факторы, влияющие на эффективность УЭЦН, можно разделить на гидромеханические и электромеханические составляющие.

По результатам факторного анализа можно построить систему-аналог. В качестве оценочного показателя системы используется коэффициент рентабельности:

$$K_p = 1 - \frac{C_n \cdot Q_n + C_g \cdot Q_g \cdot K_{исп.г}}{C_{эз} \cdot P_{уст}}, \quad (1)$$

где $C_n, C_g, C_{эз}$ – стоимость в рублях за 1 тонну нефтяного эквивалента (т.н.э.) нефти, 1 тонну нефтяного эквивалента газа и 1 кВт электроэнергии соответственно; Q_n, Q_g – дебит нефти, т.н.э./ч и дебит газа т.н.э./ч соответственно; $P_{уст}$ – потребляемая установкой мощность, кВт; $K_{исп.г}$ – коэффициент полезного использования попутного нефтяного газа в рамках устойчивого развития.

Таким образом основное уравнение энергоэффективной эксплуатации скважины можно записать следующим образом [3, 4]:

$$Q_{ж} P_{уст} = F(\omega(t), \bar{X}_1(t), \bar{X}_2(t), \bar{X}_3(t), \bar{X}_4(t), \dots, \bar{X}_i(t)), \quad (2)$$

где $Q_{ж}$ – дебит жидкости; $\bar{X}_1(t), \bar{X}_2(t), \bar{X}_3(t), \bar{X}_4(t), \dots, \bar{X}_i(t)$ – векторы параметров жидкости (обводненность, газовый фактор, плотность, вязкость и др.), пласта (пластовое давление, проницаемость, насыщенность и др.), скважины (геометрия, инклинограмма, буферное давление, затрубное давление и др.) и установленного оборудования на интервале управления.

Структурно аппарат автоматизации (рисунок 1) представляет собой циклическую подсистему уравнения энергоэффективной эксплуатации. Систематически он включает в себя блок идеальной работы установки и блок возмущающих воздействий на установку.

Блок идеальной работы предполагает отражение поведения системы при идеальных параметрах (оптимальные рабочие параметры для объекта разработки, не изменяющиеся во времени) с максимальной эффективностью.

Блок возмущающего воздействия предполагает ввод изменяющихся параметров работы во времени в систему идеальной работы и циклический просчет всего аппарата в режиме реального времени, с последующим изменением режима работы скважины.

Тем самым предполагается, что аппарат автоматизации циклически будет обрабатывать информацию и подстраивать режим работы скважины под реальные условия с определенной дискретизацией записи данных.

Циклическая структура математической модели имеет место быть интегрированной, как аппарат оптимизации, в станцию управления скважиной.