

Литература

1. Быков И.Ю. Техника экологической защиты Крайнего Севера при строительстве скважин. – Л.: Издательство Ленинградского университета, 1991. – 240 с
2. Игонин Е.И., Ганеев И.Г., Мадыкин В.Ф., Мадыкин Ф.П. Технология детоксикации нефтезагрязненных почв и утилизации буровых растворов / Материалы научной конференции «Промышленная экология и безопасность», Казань, 6–7 сентября 2006 г. – С.28-29.
3. Король В.В., Позднышев Г.Н., Манырин В.Н. Утилизация отходов бурения скважин / Экология и промышленность России. – №1. –20
4. Мордухова Е.А., Кочетков В.В., Поликарпова Ф.Я., Боронин А.М. синтез индолил-3-уксусной кислоты ризосферными псевдомонадами. Влияние плазмид биodeградации нафталина // Прикл.биохимия и микробиология.1998. Т.34, №3. С.287-292
5. Федоров М.В. Биологическая фиксация азота атмосферы.— Москва, 195205. – С. 40–42.
6. Ягафарова Г.Г., Барахнина В.Б. Утилизация экологически опасных буровых отходов / Нефтегазовое дело. – 2006. – 17 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА БАЗЕ НОВЫХ ЭМУЛЬГАТОРОВ К.М. Минаев¹, Д.И. Новосельцев¹, А.А. Байбулатов¹, В.А. Яновский², М.О. Андропов²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Традиционно используемые буровые растворы малопригодны для бурения и вскрытия продуктивного пласта в условиях усложнения профиля скважины, бурения горизонтальных скважин, строительства многоствольных и многозабойных скважин, в том числе шельфовых зонах. Обеспечить нужное качество бурения и вскрытия можно с помощью эмульсионных буровых растворов, обладающих, однако, рядом хорошо известных недостатков, среди которых: высокая экологическая агрессия, неустойчивость к загрязнению пластовыми водами и большим количеством гидрофильной твердой фазы, загущение при потере части дисперсной среды при фильтрации, изначально более высокая вязкость по сравнению с растворами на водной основе [1]. Поэтому разработка эмульсионных буровых растворов, лишенных указанных недостатков, является актуальной задачей.

Данная работа посвящена изучению свойств инвертных буровых растворов, получаемых с помощью новых эмульгаторов, оценке их перспективности.

В СФТИ ТГУ были синтезированы ряд эмульгаторов–производных кислот таллового масла и этаноламинов. Эмульгаторы представляют собой сложные смеси амидов и сложных эфиров жирных и смоляных кислот и соответствующих этаноламинов. В отличие от промышленных методов синтеза этаноламидов было использовано амидирование жирных кислот этаноламинами в условиях азеотропной отгонки воды и в присутствии кислотного катализатора [2]. Условно, по содержанию основных компонентов, формулы данных соединений можно представить, как указано на рисунке 1.



Рис.1 Условные формулы эмульгаторов (R - остаток жирной или смоляной кислоты таллового масла)

Ключевым моментом данного исследования является изучение электростабильности и реологических характеристик указанных эмульгаторов и ближайшего промышленного аналога – Эмульгала.

Одним из наиболее существенных показателей устойчивости инвертных эмульсионных растворов является электростабильность. Как комплексная характеристика, электростабильность позволяет оперативно оценить агрегативную стабильность эмульсионного бурового раствора, его устойчивость к фазовому обращению [3].

Нами были проведены испытания на электростабильность обратных эмульсий, полученных с использованием эмульгаторов DcM, DcD, DcT промышленного образца Эмульгала. В качестве дисперсионной среды использовали дизельное топливо, а дисперсной фазы – дистиллированную воду. Измерения электростабильности проводились сразу же после приготовления эмульсии. Зависимость электростабильности от концентрации эмульгатора представлена на рисунке 2.

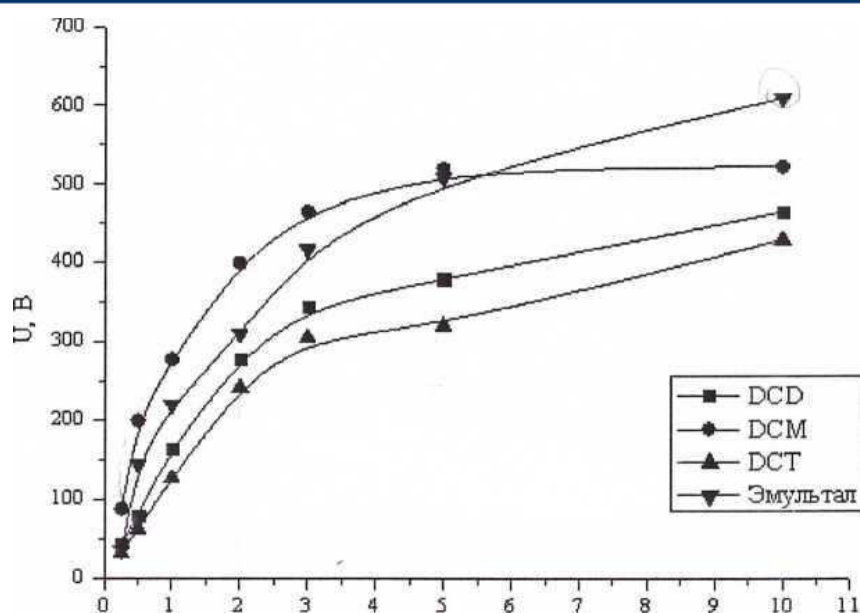


Рис. 2 Зависимость электростабильности обратных эмульсий от концентрации эмульгатора

В ходе эксперимента выявлен резкий рост электростабильности ИЭР при увеличении концентрации эмульгатора вплоть до 3 %. Это говорит о насыщении молекулами эмульгатора границы раздела фаз, в результате чего резко повышается агрегативная стабильность эмульсии. Дальнейшее увеличение концентрации эмульгатора приводит к незначительному росту электростабильности, т.к. межфазная граница полностью заполнена молекулами ПАВ.

Полученные результаты показывают, что в диапазоне стандартных концентраций 2-5 % электростабильность всех исследуемых эмульсий превышает 220 В, что делает их потенциально пригодными для использования в составе ИЭР.

Электростабильность исследуемых эмульгаторов ниже промышленного аналога, за исключением DcM, превосходящего Эмультал на диапазоне концентраций до 5-5,5 %. После увеличения концентрации DcM выше 5 % электростабильность его эмульсий падает, вплоть до полного разрушения эмульсий. При этом наблюдается прямая зависимость падения электростабильности от увеличения концентрации эмульгатора. Например, для 0,5 %-ной концентрации через 24 ч электростабильность снижается в 3,3 раза, для 3-10 %-ных – уже в 6,2-6,3 раз.

Эмульгаторы DcD и DcT, в отличие от эмульгаторов первой группы, характеризуются высокой временной стабильностью. Для них относительное уменьшение электростабильности через 96 ч составляет 1,3-3,6 раз, причем максимальное уменьшение соответствует средним значениям концентраций эмульгатора (1-3 %).

Следует отметить необычный характер зависимости электростабильности эмульсий на основе эмульгаторов второй группы от времени. В диапазоне низких концентраций эмульгатора наблюдается незначительный рост электростабильности эмульсии в первые несколько часов после ее приготовления. Через 24 ч следует описанное выше плавное уменьшение электростабильности, также характерное для средних концентраций. Для высоких концентраций эмульгатора (2-10 %) характерна обратная зависимость: резкое падение электростабильности в первые часы и плавный рост впоследствии.

Такие резкие изменения свойств в первые часы жизни эмульсий объясняются процессами, происходящими в структуре эмульсионных систем, которые заключаются, во-первых, в перераспределении молекул эмульгатора в адсорбционном слое, во-вторых, в перераспределении дисперсной фазы между глобулами, следствием чего является изменение степени полидисперсности эмульсии.

Проведены исследования реологических свойств растворов с различными эмульгаторами. В целом характер изменения вязкости от концентрации эмульгатора мало зависит от свойств эмульгатора. Во всех случаях регистрируется максимум ДНС и СНС, для DcM и DcT при 1 %, а для DcD при 0,5 %. Снижение вязкости и структуры бурового раствора после достижения максимума можно объяснить значительным увеличением углеводородной фазы раствора, вызванной высоким содержанием эмульгатора.

Наибольшее структурообразование вызывает эмульгатор DcM, СНС и ДНС эмульсии почти в 2 раза выше, чем с эмульгаторами DcD и DcT.

Выводы:

Таким образом, в данной работе проведено сравнительное исследование свойств ряда эмульгаторов - производных кислот таллового масла и этаноламинов, полученных в условиях азетропной отгонки воды, и Эмультала. Исследованы зависимости электростабильности обратных эмульсий от концентраций эмульгатора и их «времени жизни» и реологические свойства эмульсий. Наиболее перспективные результаты показал эмульгатор DcM, как по электростабильности, так и по реологическим свойствам. Данный раствор имеет наименьшую пластическую вязкость, что может обеспечить высокую скорость бурения и очень высокое ДНС,

что позволит эффективно выносить выбуренный шлам на поверхность. Кроме того, для создания проектных значений бурового раствора потребуются меньшие концентрации эмульгатора, что позволит снизить стоимость бурения скважины.

Литература

1. Ильясов С.Е., Попов С.Г., Окроелидзе Г.В., Гаршина О.В., Нацепинская А.М. Эмульсионные буровые растворы – тенденции развития технологии // Территория нефтегаз, № 11, – 2011. С. 14-17.
2. Яновский В.А., Чуркин Р.А., Андропов М.О., Косова Н.И. Синтез и исследование свойств эмульгаторов обратных эмульсий на основе производных кислот дистиллята таллового масла и этаноламинов // Вестн. Том.гос. ун-та. 2013. № 370.
3. Попов С.Г., Нацепинская А.М. Новый тип эмульсионных буровых растворов. Реверсивно-инвертируемый буровой раствор. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 4, – 2012. С. 15-20.

SIMULATION OF DRILLING PROCESS IN OIL & GAS

Sushil Pandey, A.V. Ephikhin

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Introduction

Simulation and process of drilling is the most useful tools for evaluating and testing strategy, and they contain analytically over the years by organizations with the intention of effort in adversity attentiveness and reaction. They are also excellent tools for guidance, for evaluating tools and measures, for decision making drills, for developing team work.

One of the most important aims of drilling process is the least drilling cost. The minimum cost for every drilling period depended upon the excursion time. Generally for any area where the trip time is not given, 1 hour for 1,000 ft is used in calculation of cost per foot of drilling [1].

Cost-per-foot as related to these variables can be determined by the equation [2].

$$\text{Cost per foot} = \frac{\text{Hourly Rig Cost} (\text{Trip Time} + \text{Drilling Time}) + \text{Bit Cost}}{\text{Footage Drilled}}$$

The example below illustrates how this formula evaluates the performance of two different bits.

Rig Cost = \$400/hour

Trip Time = 1 hr/1000 feet

$$\text{Bit\#15 Cost/ft} = \frac{\$400/\text{hr} \times (7.5\text{hr} + 18.5\text{hr}) + \$950}{264 \text{ feet}} = \$42.99/\text{ft}$$

$$\text{Bit\#16 Cost/ft} = \frac{\$400/\text{hr} \times (8.5\text{hr} + 76\text{hr}) + 3145}{963 \text{ feet}} = \$38.36/\text{ft}$$

The process concerned in drilling well can be best demonstrated by taking into account the succession of drilling as shown in Figure 1. The depths and diameters used in this example are typical of those found in the North Sea but can be found in other countries of the world. The process of drilling well will be considered below. For details [3].

Generally, stratigraphy is the science of describing the vertical and lateral interaction of rocks [4, 5, 6]. These relationships might be based on rock type, called litho stratigraphy, on period, as in chrono stratigraphy, on fossil substance called bio stratigraphy, or on magnetic properties, known as magneto stratigraphy. The types of stratigraphy are based on three basic ideologies - younger layers lie on top of older layers, layers are initially horizontal, and layers continue until they run into a barrier [5].

Modeling of drilling process is superior economic conclusion production consist of obtaining characteristics of rock feature in a structure to be drilled, specifying distinctiveness of at least one drilling rig system; and iteratively simulating the drilling of a well bore in the development. The method and system further produce a profitable assessment factor for each iteration of drilling simulation. Every Model of drilling process is a purpose of the rock line and the characteristics of the at least one the following selected from the group consisting of litho logy, rock strength, and shale plasticity, wherever a personal attribute is consequent from log data and a relevant litho logy model, rock strength model, and shale plasticity model, promote the log data contain at least one of the following group consisting of well logs, mud logs, core data, and bit records; identify personality of at least one drilling rig structure, in which the characteristics of the at least one drilling rig system consist of rig inputs wherein the rig contribution include at least one of the following selected group consisting of: operating constraints, rig expenditure, most weight on bit, top drive torque, table drive torque, top drive least RPM, table drive bare minimum RPM, Modeling of the drilling in the development and turn out an economic assessment aspect for each iteration or drilling simulation [7].