УДК 622.276

М.К.РОГАЧЕВ, *д-р техн. наук, профессор, rogatchev@mail.ru*
М.И.КУЗЬМИН, *аспирант, kuzmaxig@gmail.com*
Н.К.КОНДРАШЕВА, *д-р техн. наук, профессор, natalia_kondrasheva@mail.ru*
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург

M.K.ROGACHEV, *Dr. in eng. sc., professor, rogatchev@mail.ru*
M.I.KUZMIN, *post-graduate student, kuzmaxig@gmail.com*
N.K.KONDRASHEVA, *Dr. in eng. sc., professor, natalia_kondrasheva@mail.ru*
National Mineral Resources University (*Mining University*), *Saint Petersburg*

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ МЕТАЛЛА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Приведены натурные и лабораторные исследования влияния магнитного поля на скорость коррозии металла насосно-компрессорных труб, а также реологические исследования по установлению зависимости свойств скважинной продукции от величины магнитного поля. Результаты лабораторных исследований показали увеличение скорости коррозии металла с ростом его остаточной намагниченности с ингибированием и без него на разную величину. Установлена зависимость влияния магнитного поля на реологические свойства скважинной продукции Урманского месторождения.

Ключевые слова: осложнения при добыче, коррозия, скважина, насосно-компрессорные трубы, намагниченность металла, магнитное поле.

INFLUENCE OF MAGNETIC FIELD ON THE SPEED METAL CORROSION TUBING RHEOLOGICAL PROPERTIES AND PRODUCT BOREHOLE

The paper deals with field and laboratory studies of the effect of a magnetic field on the rate of corrosion of metal tubing, and rheological studies to establish the dependence of properties of well production of the magnetic field. The laboratory results showed an increase in the rate of corrosion of the metal with the growth of its residual magnetization with and without inhibition by different amounts. The dependence of the magnetic field effect on the rheological properties of well products Urmanskoye field.

Key words: Complications during production, corrosion, well, the tubing, the magnetization of the metal, the magnetic field.

Наиболее острой проблемой при эксплуатации скважин Урманского месторождения является коррозия внутрискважинного оборудования. Уровень агрессивного воздействия среды добываемой продукции данного месторождения относится к сильноагрессивным жидкостям. Скорость коррозионного проникновения в отдельных случаях достигает 20 мм/год. Добыча сырья на Урманском месторождении ведется из пласта М + М1 палеозойских отложений с глубиной залегания более 3000 м и из пласта вышележащих юрских отложений (пласты Ю14-15). На момент проведения исследований наработка на отказ данного оборудования составляла в среднем около 200 сут. На сегодняшний день весь добывающий фонд скважин месторождения относится к коррозионно-активному [1, 3].

В ходе проведенных ранее исследований были установлены факторы, определяющие аномально высокую скорость коррозии внутрискважинного оборудования на данном нефтяном месторождении:

• высокое содержание в скважинной продукции коррозионно-агрессивного CO_2 (превышает 100 мг/л), приводящее в условиях осадкообразования к мейза-коррозии;

• высокая обводненность скважинной продукции (более 80 % фонда добывающих скважин имеют обводненность выше 60 %);

• высокая скорость газожидкостной смеси в НКТ (до 25 м/с), обусловленная в основном высоким газовым фактором.

Последующие промысловые исследования на Урманском месторождении позволили выявить еще один фактор, который способен оказывать существенное влияние на процесс коррозии металлических насосно-компрессорных труб в скважинах, – высокую остаточную намагниченность труб, замеченную при их подъеме из скважин данного месторождения. Примечательно, что данный эффект до сих пор не наблюдался на других месторождениях, эксплуатируемых ООО «Газпромнефть-Восток».

Основания для условий формирования намагниченности металлических труб, в том числе применяемых в системах транспорта углеводородов и в бурении скважин, а также скважинного насосного оборудования, достаточно подробно освещены в научной литературе. Металлические трубы и детали скважинных насосов в исходном состоянии могут иметь некоторую остаточную намагниченность, сформировавшуюся естественным образом при их изготовлении. В условиях эксплуатации эта намагниченность может изменяться (достигать высоких значений) и перераспределяться под действием рабочих нагрузок.

Следовательно, все вышеперечисленное можно отнести и к металлическим насосно-компрессорным трубам, эксплуатация которых в скважинах характеризуется действием рабочих нагрузок, вызванных весом колонны труб, ее сборкой и спуско-подъемными операциями, обусловленных работой скважинных насосов, действием гидростатического и гидродинамического давлений.

На Урманском нефтяном месторождении аномально высокая намагниченность была отмечена для НКТ, извлеченных из скважин, вскрывших продуктивные пласты палеозойских отложений (М+М1). Известно, что данные пласты представлены сильно перекристаллизованными вторичными доломитами, содержащими в своем составе такие породообразующие ожелезненные минералы как анкерит ($Ca(Mg,Fe)[CO_3]$) и сидерит ($FeCO_3$), которые отличаются естественной намагниченностью [2]. В связи с этим можно предположить, что явление повышенной намагниченности НКТ в скважинах Урманского месторождения в определенной степени связано и с содержанием этих минералов в составе продуктивных отложений. Для проверки данной гипотезы необходимо провести дополнительные специальные исследования.

Нами были проведены эксперименты по определению намагниченности насосно-компрессорных труб на Урманском месторождении, направления полярности их магнитных полей и абсолютных величин магнитной индукции по длине подвески. Исследования проводились при исключении воздействия внешних источников полей как на новых насосно-компрессорных трубах, так и на бывших в эксплуатации (извлеченных из скважин № 107; 222; 121 при капитальном ремонте), отдельно лежащих трубах.

В результате проведенных экспериментов была обнаружена остаточная намагниченность бывших в эксплуатации насосно-компрессорных труб. При этом наибольшая магнитная индукция фиксировалась на концах труб (рис.1). Остаточная намагниченность металла на новых насосно-компрессорных трубах в результате замеров не установлена.

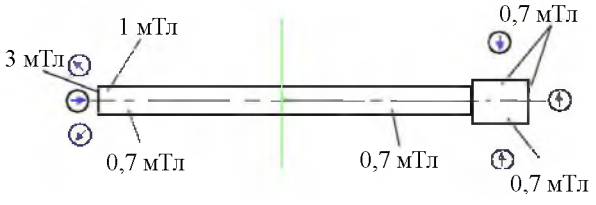


Рис.1. Схема направления полярности магнитного поля и значения магнитной индукции для бывшей в эксплуатации насосно-компрессорной трубы

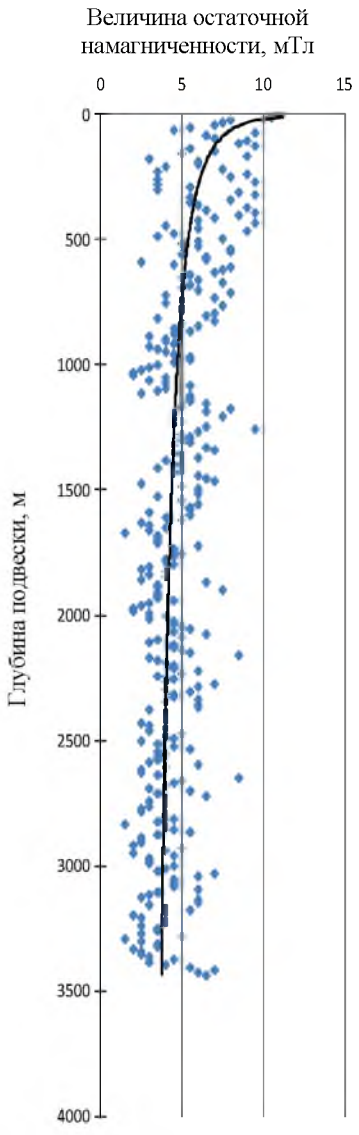


Рис.2. Зависимость величины остаточной намагниченности насосно-компрессорных труб от глубины подвески

По результатам замеров остаточной намагниченности по длине подвески насосно-компрессорных труб установлено увеличение ее абсолютной величины от башмака колонны к устью скважины (рис.2).

Кроме этого, были выявлены максимальные значения абсолютных величин остаточной намагниченности у «черных» труб (27 мТл) и минимальные значения у труб Cr 13 (2,5 мТл). Выявлена способность насосно-компрессорных труб сохранять остаточную намагниченность на протяжении длительного времени (хранение на базе). Поэтому для устранения остаточной намагниченности таких труб требуется их принудительное размагничивание перед спуском в скважину, которое можно производить на трубной базе с помощью стандартного модуля размагничивания.

Испытания по определению влияния магнитного поля на скорость коррозии металла проводили гравиметрическим методом.

Коррозионные испытания при различных концентрациях ингибитора, результаты которых представлены на рис.3, проводились гравиметрическим методом в течение 3 сут на модели пластовой воды Урманского месторождения с использованием образцов-свидетелей прямоугольной формы из стали 20. Часть пластинок до испытаний подвергалась воздействию постоянного магнитного поля до установления постоянной величины остаточной намагниченности, равной 5 мТл, другая часть пластинок не подвергалась магнитному воздействию.

Таким образом, образцы-свидетели с магнитными свойствами менее стойки в условиях испытаний, скорость их коррозии выше, а защитное действие ингибитора коррозии при этом ниже, чем на образцах-свидетелях без магнитного воздействия.

Отличие внешнего вида образцов свидетелей с магнитными свойствами и без них связано с тем, что если продукты коррозии ферромагнитны, то они в меньшем количестве будут смываться с поверхности металла и переходить в водную фазу. Продукты коррозии могут сами в какой-то степени защищать металл и служить центрами кристаллизации для солей, находящихся в растворе, тем самым способствовать образованию на поверхности металла пленки, например кальцитовой, что в свою очередь позволит еще больше снизить скорость общей коррозии. В случае неоднородного распределения по поверхности примагниченных частиц защитная пленка не будет однородной по всей поверхности металла. Таким образом, возрастает вероятность возникновения локальной коррозии. И в тоже время примагниченные частицы будут являться центрами, провоцирующими выделение из нефтегазовой среды пузырьков газа, что может привести к локальному повышению концентрации углекислого газа, а затем и к увеличению скорости коррозии.

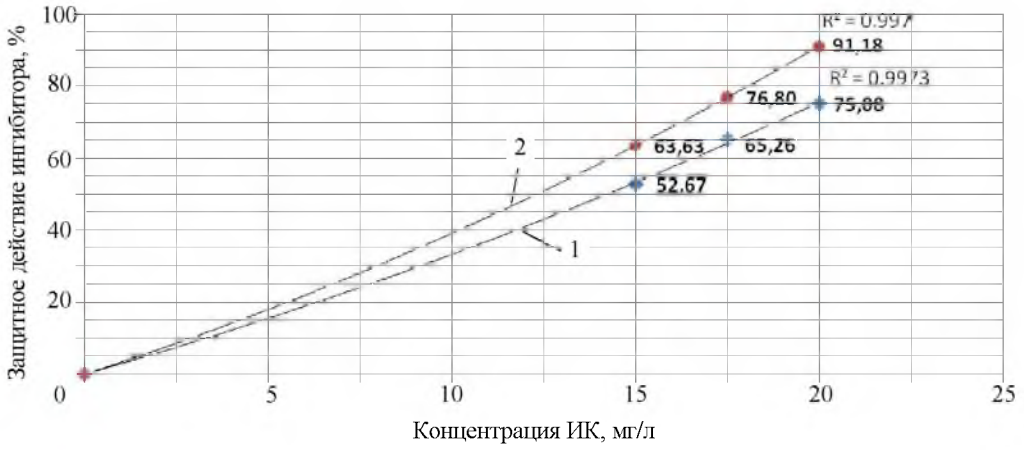


Рис.3. Зависимость защитного действия ингибитора от его концентрации в условиях состаточной намагниченности (1) и без остаточной намагниченности (2)

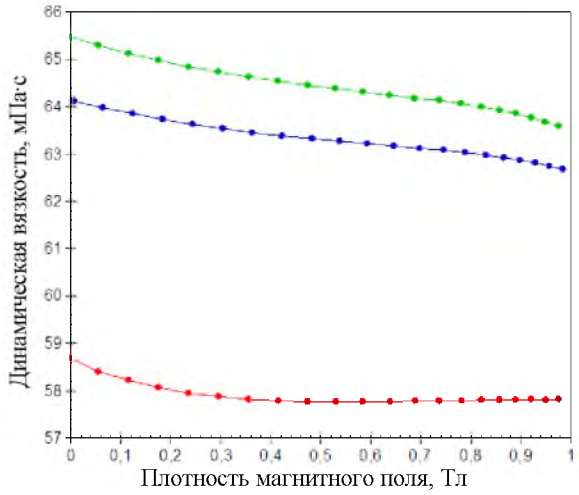


Рис.4. Зависимость величины вязкости нефти палеозойских отложений от величины магнитной индукции

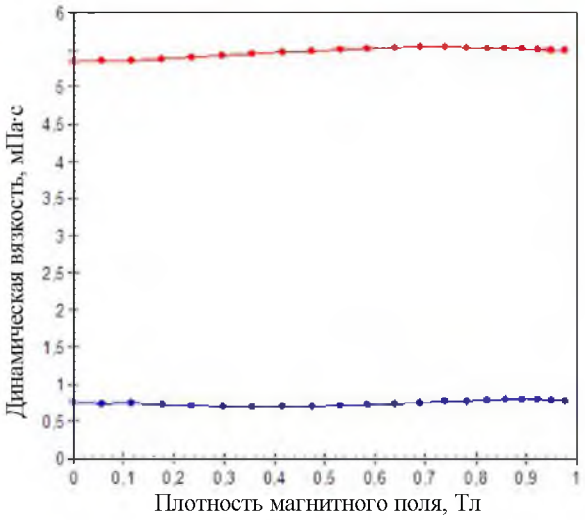


Рис.5. Зависимость величины вязкости нефти юрских отложений от величины магнитной индукции

Окончательным этапом установления влияния магнитного поля в скважинах Урманского месторождения на их продукцию являлись исследования магнитореологических свойств нефтей Урманского месторождения пластов разных скважин, эксплуатирующих продуктивные горизонты М-М1 (палеозойские отложения) и Ю14-Ю15 (юрские отложения). Исследования проводились с помощью реометра «Physica MCR 102» австрийской компании Anton Paar. Результаты измерений представлены на рис.4, 5.

На рис.4 зеленая и синяя кривые – данные измерений с предварительным перемешиванием образца, красная кривая – без предварительного перемешивания. Все три кривые – образец нефти Урманского месторождения (скв.213, куст 5, пласт М-М1, палеозойские отложения).

На рис.5. синяя кривая – образец нефти Урманского месторождения (скв.229, куст 5, пласт Ю14-Ю15, юрские отложения), красная кривая – образец нефти Западно-Крапивинского месторождения (скв.294, куст 3, пласт Ю1-3, юрские отложения). Оба образца измерены с предварительным перемешиванием.

В результате магнитореологических исследований установлена зависимость величины вязкости нефти палеозойских отложений от величины магнитной индукции. Наблюдается снижение величины вязкости с ростом величины магнитной индукции в

нефтях палеозойских отложений и обратная зависимость в скважинной продукции из юрских отложений. Это может быть связано с различным компонентным составом скважинной продукции объектов разработки М-М1 (палеозой) и Ю14-Ю15 (юра) и минеральным составом пород, слагающих продуктивные горизонты. Согласно исследованиям К.И.Багринцевой, А.Н.Дмитриевского, Р.А.Бочко, в составе пород палеозойских отложений установлено содержание таких породообразующих ожелезненных минералов, как анкерит $Ca(Mg,Fe)[CO_3]$ и сидерит $FeCO_3$.

Метод растровой электронной микроскопии выявил, что матрица пород состоит из плотного доломита неравномерно ожелезненного, местами переходящего в анкерит и реже за счет увеличенного количества железа в сидеродот – член прерывистого изоморфного ряда сидерит-кальцит. Очевидно, процесс анкеритизации происходил после перекристаллизации доломитов в результате проникновения в отложениях вод, обогащенных железом. Так как образование анкерита происходит преимущественно в гидротермальных условиях, можно предположить, что преобразования осуществлялись во времена активизации вулканической деятельности. Данные минералы способны намагничиваться за счет естественного магнитного поля Земли; при остывании расплавленных минералов и горных пород и переходе их температуры через точку Кюри они намагничиваются окружающим магнитным полем, приобретая начальную остаточную намагниченность. В юрских отложениях Западной Сибири данных минералов не обнаружено, что дает возможность утверждать о явлении намагниченности НКТ за счет породообразующих ожелезненных минералов палеозойских отложений (сидерит и анкерит). Установленную зависимость влияния магнитного поля на вязкость скважинной продукции необходимо учитывать при расчетах напора скважинных погружных насосных установок.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Алексеев Ю.В.* Подбор коррозионностойких НКТ к условиям месторождений ООО «Газпромнефть-Восток» // Инженерная практика. 2012. № 1.

2. *Багринцева К.И.* Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ / К.И.Багринцева, А.Н.Дмитриевский, Р.А.Бочко. М., 2003.

3. *Фрейдлин М.О.* Эксплуатация погружного нефтяного оборудования в коррозионно-активной среде скважин Урманского месторождения // Инженерная практика. 2010. № 6.

REFERENCES

1. *Alekseev Yu.V.* Selection of corrosion resistant tubing to the conditions of deposit LLC «Gazpromneft-Vostok» // Engineering Practice. 2012. N 1.

2. *Bagrintseva K.I., Dmitrievski A.N., Bochco R.A.* Atlas of carbonate reservoirs of oil and gas of the East European and Siberian platforms. Moscow, 2003.

3. *Freydlin M.O.* Operation of the submersible oil equipment in a corrosive environment wells Urmanskoye deposit // Engineering Practice. 2010. N 6.