



РАНЖИРОВАНИЕ СКВАЖИННЫХ СРЕД НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО СТЕПЕНИ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ

ترتيب بيئات آبار حقول النفط حسب درجة التآكل



Григорьев Андрей Яковлевич
أندريه ياكوفليفيتش جريجوريف
د.ت.ن., профессор. директор
Института механики
металлополимерных
систем
برفسور، عميد معهد ميكانيكا
أنظمة البوليمر المعدني

Попкова Юлия Ивановна
يوليا إيفانوفنا بوبكوفا
Аспирант БелНИПИнефть
طالبة دكتوراه في المعهد
البيلا روسي لأبحاث وتصميم النفط

Аннотация: оценка агрессивности и скважинных сред является важной задачей, необходимой для выбора методов антикоррозионной защиты насосно-компрессорных труб при добыче нефти и. В статье представлены результаты исследований коррозионной деградации насосно-компрессорных труб в различных условиях нефтяных месторождений Беларуси, на основании которых разработана классификация скважинных сред по степени коррозионной агрессивности.

Ключевые слова: насосно-компрессорные трубы, коррозия, добыча нефти, классификация.

الخلاصة: يعد تقييم مدى قوة بيئات الآبار مهمة مهمة ضرورية لاختيار طرق الحماية ضد التآكل لأنابيب المضخة والضاغط أثناء إنتاج النفط. يعرض المقال نتائج دراسات تدهور تآكل أنابيب الضخ والضاغط في ظروف مختلفة لحقول النفط في بيلاروسيا، والتي على أساسها تم تطوير تصنيف بيئات الآبار وفقاً لدرجة عدوانية التآكل...

الكلمات المفتاحية: الأنابيب، التآكل، إنتاج النفط، التصنيف

Введение

В настоящее время не существует единой классификации скважинных сред в зависимости от степени коррозионной агрессивности. Каждая нефтегазодобывающая компания, как правило, разрабатывает свои критерии, которые могут быть применены только к определенным условиям [1, 2]. Отличительной особенностью нефтяных месторождений Беларуси является высокая минерализация попутно добываемой воды при невысоком содержании растворенного углекислого газа, что требует разработки собственных подходов. Целью данной работы является исследование закономерностей деградации насосно-компрессорных труб в различных скважинных условиях и разработка классификации скважинных сред по степени коррозионной агрессивности.

Результаты и обсуждение

Установлены закономерности деградации промышленно применяемых насосно-компрессорных труб марки 32Г1А группы прочности N80 (Q) API Specification 5CT в условиях скважинных сред нефтяных месторождений в зависимости от коррозионной агрессивности. Определены условия возникновения общей коррозии (температура скважинной среды менее +40 °C, давление – менее 10 МПа), условия возникновения наиболее интенсивных локальных коррозионных повреждений (температура от +55 °C включительно до +88 °C включительно при давлении не менее 10 МПа). Выявлено, что при увеличении температуры более +88 °C интенсивность коррозионной деградации насосно-компрессорных труб уменьшается.

Разработана классификация скважинных сред нефтяных месторождений Беларуси – слабо-, средне- и высоко агрессивная (группа 1, 2 и 3). Для классификации скважинных сред по степени коррозионной агрессивности выделены такие факторы как скорость потока, объемная обводненность добываемой продукции, температура скважинной жидкости, объемное содержание углекислого газа и его парциальное давление. Установлено, что скважинные среды после периода длительной безаварийной эксплуатации переходят в категорию объектов с высокой коррозионной агрессивностью среды при скорости потока более 0.1 м/с, обводненности более 50% об., температуре более +55 °C, содержании углекислого газа в попутно добываемом газе более 0.28% об. или при его парциальном давлении более 0.01 МПа.

Закключение

Разработанная классификация позволила выявить наиболее агрессивные скважинные среды, что дало возможность заблаговременно проводить плано-предупредительные ремонты скважин с целью замены погружного оборудования, оперативно разрабатывать и внедрять антикоррозионные мероприятия, направленные на предотвращение отказов по причине коррозии насосно-компрессорных труб. В настоящее время классификация скважинных сред внесена в нормативные документы по эксплуатации насосно-компрессорных труб в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Достигнуто исключение отказов в работе погружного оборудования по причине коррозии насосно-компрессорных труб.

المقدمة

حالياً، لا يوجد تصنيف موحد لبيئات الآبار اعتماداً على درجة التآكل. تقوم كل شركة منتجة للنفط والغاز، كقاعدة عامة، بتطوير معاييرها الخاصة، والتي لا يمكن تطبيقها إلا على شروط معينة [1، 2]. ومن السمات المميزة لحقول النفط البيلا روسية ارتفاع ملوحة المياه المنتجة ذات المحتوى المنخفض من ثاني أكسيد الكربون المذاب، الأمر الذي يتطلب تطوير أساليبنا الخاصة. الغرض من هذا العمل هو دراسة أنماط تدهور أنابيب الضخ والضاغط في ظروف الآبار المختلفة ووضع تصنيف لبيئات الآبار حسب درجة مقاومة التآكل.

النتائج والمناقشة

تم تحديد أنماط تدهور أنابيب المضخات والضاغط المستخدمة صناعياً من الدرجة G1A32 لمجموعة القوة N80 (Q) API 5CT في ظروف آبار حقول النفط، اعتماداً على قوة التآكل. شروط حدوث التآكل العام (درجة حرارة بيئة البئر أقل من +40 درجة مئوية، الضغط أقل من 10 ميجاباسكال)، شروط حدوث أضرار التآكل المحلي الأكثر شدة (درجة الحرارة من +55 درجة مئوية شاملة إلى +88 درجة مئوية شاملة عند ضغط لا يقل عن 10 ميجا باسكال. وقد تبين أنه مع زيادة درجة الحرارة فوق +88 درجة مئوية، تقل شدة تدهور التآكل في أنابيب المضخة والضاغط.

تم تطوير تصنيف لبيئات الآبار في حقول النفط في بيلاروسيا - ضعيف ومعتدل وشديد العدوانية (المجموعة 1 و 2 و 3). لتصنيف بيئات الآبار حسب درجة التآكل، تم تحديد عوامل مثل معدل التدفق، قطع الماء الحجمي للمنتج، درجة حرارة سائل البئر، المحتوى الحجمي لثاني أكسيد الكربون وضغطه الجزئي. لقد ثبت أن بيئات الآبار بعد فترة طويلة من التشغيل الخالي من المشاكل تنتقل إلى فئة الكائنات ذات العدوانية العالية للتآكل في البيئة بسرعة تدفق تزيد عن 0.1 م / ث، و قطع المياه بأكثر من 50٪ الحجم، درجة الحرارة أكثر من +55 درجة مئوية، محتوى ثاني أكسيد الكربون في الغاز المصاحب أكثر من 0.28٪. أو عندما يكون الضغط الجزئي أكثر من 0.01 ميجاباسكال.

الخاتمة

لقد أتاح التصنيف المتطور تحديد البيئات الأكثر عدوانية في قاع البئر، مما جعل من الممكن إجراء إصلاحات وقائية مجدولة للآبار مسبقاً من أجل استبدال المعدات الغاطسة، وتطوير وتنفيذ تدابير مكافحة التآكل على الفور بهدف منع الأعطال بسبب لتآكل الأنابيب. حالياً، يتم تضمين تصنيف وسائط الآبار في الوثائق التنظيمية لتشغيل الأنابيب وأنابيب الضاغط في المؤسسة الجمهورية الوحيدة "جمعية الإنتاج" Belorusneft. تم القضاء على الأعطال في تشغيل المعدات الغاطسة بسبب تآكل أنابيب المضخة والضاغط.

المراجع والمصادر References

1. Zav'yalov V. V. Problems of operational reliability of pipelines at the late stage of field development. Moscow, VNIIOENHG Publ. – 2005. – 332 p. (in Russian).
2. Classification of well media by degree of corrosivity to casing and tubing metal / O. Y. Elagina [at all.] // Territoriya neftegas. – 2021. – №3–4. – P.42–49 (in Russian).