

УДК 622.245.422+621.45.038.72
DOI: 10.18799/24131830/2025/5/4892
Шифр специальности ВАК: 2.6.9
Научная статья

Изучение влияния наружных покрытий обсадных труб на качество сцепления цементного камня с обсадной колонной

Ю.В. Прыкина¹, М.М. Мельников¹, Ю.Ж. Вагапова¹✉,
И.С. Предеин², В.Б. Губжоков³, А.В. Закалашный¹

¹ ООО «Исследовательский центр ТМК», Россия, г. Москва

² АО «ТМК НГС-Нижневартовск», Россия, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра

³ ООО «Нефтесервис», Россия, г. Тюмень

✉ yu.vagapova@tmk-group.com

Аннотация. Актуальность. Одной из важнейших задач при строительстве нефтяных и газовых скважин является обеспечение герметичности контактных зон «обсадная колонна – формируемый цементный камень – порода», которая определяет качество разобщения разбуриваемых коллекторов. Качественную изоляцию продуктивных горизонтов часто связывают со сцеплением твердеющего тампонажного раствора с наружной поверхностью стальных обсадных труб. На сегодняшний день предложено большое количество способов, направленных на повышение герметичности затрубного пространства обсадных колонн, один из относительно новых способов – применение защитных лакокрасочных покрытий со специальными свойствами. Имеется мнение, что данные наружные покрытия обсадных труб могут влиять на результаты геофизических работ при оценке качества цементирования и дальнейший мониторинг состояния скважины. Следовательно, появление нового граничного слоя – наружного лакокрасочного покрытия, будет влиять на точность результатов геофизических операций. **Цель.** Исследование взаимодействия обсадной трубы с наружным лакокрасочным покрытием и цементного камня в контактной зоне «обсадная колонна – цементный камень», оценка влияния граничного лакокрасочного слоя на результаты скважинных геофизических операций. **Методы.** Определение адгезионного взаимодействия (сцепления) цементного камня с наружной поверхностью обсадных труб методом сдвига и акустического импеданса методом ультразвуковой цементометрии. **Результаты и выводы.** Показано, что опробованная процедура оценки сцепления цементного камня с наружной поверхностью обсадной трубы методом сдвига является эффективной при определении адгезионного взаимодействия, что позволяет ранжировать данную величину для разных видов поверхностей. «Выявлено, что величина адгезионного взаимодействия цементного камня зависит не только от рельефа поверхности трубы, но и от природы лакокрасочного покрытия, а более высокие значения адгезии для образцов с рельефными покрытиями обусловлены большей удельной площадью поверхности при контакте с тампонажным составом. Установлено, что защитные лакокрасочные покрытия наружной поверхности обсадных труб не влияют на результаты и не затрудняют проведение скважинных геофизических операций при мониторинге состояния скважины и пластов, при этом обеспечивают защиту труб от коррозии.

Ключевые слова: защитные покрытия, обсадные трубы, цементный камень, адгезионное взаимодействие, акустический импеданс

Для цитирования: Изучение влияния наружных покрытий обсадных труб на качество сцепления цементного камня с обсадной колонной / Ю.В. Прыкина, М.М. Мельников, Ю.Ж. Вагапова, И.С. Предеин, В.Б. Губжоков, А.В. Закалашный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 5. – С. 7–16. DOI: 10.18799/24131830/2025/5/4892

UDC 622.245.422+621.45.038.72
DOI: 10.18799/24131830/2025/5/4892
Scientific paper

Impact of external coatings of casing pipes on adhesion quality of «set cement – casing string» system

Yu.V. Prykina¹, M.M. Melnikov¹, Yu.Zh. Vagapova^{1✉}, I.S. Predein²,
V.B. Gubzhokov³, A.V. Zakalashny¹

¹ LLC «TMK Research», Moscow, Russian Federation

² TMK NGS-Nizhnevartovsk, Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra, Russian Federation

³ LLC «Nefteservice», Tyumen, Russian Federation

✉yu.vagapova@tmk-group.com

Abstract. Relevance. One of the most important tasks in oil and gas well site construction is to ensure the integrity of contact zones «casing string – formed set cement – rock», which determines the isolation quality of drilled out reservoirs. High-quality isolation of production intervals is often associated with the adhesion of hardening cement slurry to external surface of steel casing pipes. Currently, a large number of methods have been proposed to increase the integrity of casing-formation annulus; one of the respectively new methods is using of protective paint coatings with special properties. It is believed that these external coatings of casing pipes can affect the geophysical work results during diagnostic of cementation quality and further monitoring the well condition. Thus, appearance of new boundary layer – external paint coating – can affect the accuracy of geophysical operations results. **Aim.** To study the interaction of casing pipes with external paint coatings and set cement in contact zone «casing string – set cement», to assess boundary paint layer impact on geophysical operations quality. **Methods.** Determination of adhesive interaction (adhesion) of set cement with casing pipes external surface by shear method and acoustic impedance by ultrasonic cementometry. **Results and conclusions.** It was shown that the given procedure for assessing the adhesion of set cement to casing pipes external surface by shear method is effective in determining the adhesive interaction, which makes possible to grade this value for different types of surfaces. It was revealed that the adhesive interaction value depends not only on pipe surface relief, but also on coatings characteristics. It was found that higher adhesion values for samples with relief coatings are explained by a larger specific surface area of their contact with cement slurry. It was established that protective paint coatings on casing pipes external surface do not affect the results and do not complicate geophysical operations for monitoring the well condition and provide protection of pipes from corrosion.

Keywords: protective coatings, casing pipes, set cement, adhesive interaction, acoustic impedance

For citation: Prykina Yu.V., Melnikov M.M., Vagapova Yu.Zh., Predein I.S., Gubzhokov V.B., Zakalashny A.V. Impact of external coatings of casing pipes on adhesion quality of «set cement – casing string» system. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 5, pp. 7–16. DOI: 10.18799/24131830/2025/5/4892

Введение

Успешность строительства нефтяных и газовых скважин базируется на множестве технологических факторов. К их числу относят обеспечение герметичного контакта на границе «обсадная колонна – цементный камень – порода» в разобщенных бурением породах-коллекторах. Данный параметр напрямую влияет на надлежащее функционирование скважины в течение всего ее жизненного цикла. Герметичность контакта зависит от условий формирования цементного камня, в ходе которого происходит набор его прочностных свойств, что обеспечивает стойкость обсадной колонны к различным агрессивным средам [1, 2].

Качественную изоляцию продуктивных горизонтов и крепление стенок скважины связывают с отсутствием заколонных перетоков и проседанием обсадной

колонны, достигаемых за счет сцепления твердеющего тампонажного раствора с наружной поверхностью трубы и массивом породы. Формирование цементного камня зависит от состава тампонажного раствора и режимов его твердения, а также от [3–5]:

- диаметра скважины;
- наличия фильтрационной корки бурового раствора;
- рельефа наружной поверхности труб.

На сегодняшний день предложено большое количество способов, направленных на повышение герметичности затрубного пространства обсадных колонн. Условно их можно разделить на следующие основные группы:

- усовершенствование рецептур технологических жидкостей (буровых, буферных и тампонажных растворов) и контроль их совместимости;

- применение разных способов вскрытия пластов и приемов при освоении скважин (искусственное создание репрессии на пласт и различные способы центрирования колонн);
- создание дополнительной рельефности на наружной поверхности обсадных труб [6, 7].

К последним относят приемы придания шероховатости по меньшей мере одному участку наружной поверхности обсадной колонны, расположенному в зоне контакта с агрессивными средами.

Относительно новым способом является применение защитных покрытий со специальными свойствами, позволяющими улучшить качество сцепления цементного камня с наружной поверхностью обсадной колонны. Ранее были предложены стеклоэмалевые и смолоспесчаные покрытия обсадных труб как с различными наполнителями [8, 9], так и с дополнительной обработкой поверхности покрытия [10]. Данные виды покрытий не нашли применение на практике по причине их высокой хрупкости и стоимости [11].

На сегодняшний день для строительства скважин поставляют обсадные трубы с наружным консервационным покрытием или без покрытия. Стальные трубы без покрытия подвержены атмосферной коррозии в период их транспортирования и хранения. Консервационные покрытия предназначены для защиты труб от атмосферной коррозии на период не более одного года, как правило, от трех до шести месяцев [12–14]. Наружная поверхность обсадных труб с консервационным покрытием является гладкой, что способствует отсутствию или частичному сцеплению на границе «обсадная колонна – цементный камень». Кроме того, при хранении стальных труб более полугода на открытых площадках, особенно в условиях морского климата, неизбежно разрушение или отслоение консервационного покрытия и появление продуктов коррозии.

На практике известны текстурированные защитные лакокрасочные покрытия на основе эпоксидных смол, обладающие дополнительной рельефностью. Как известно, эпоксидные лакокрасочные покрытия обладают высокими антикоррозионными свойствами [15, 16]. Таким образом, указанные материалы могут быть использованы для усиления сцепления цементного камня с обсадной колонной.

Целью данной работы является исследование взаимодействия обсадных труб с наружным лакокрасочным покрытием и цементного камня в контактной зоне «обсадная колонна – цементный камень». Полученные данные позволят осуществить ранжирование защитных лакокрасочных покрытий труб по эксплуатационным свойствам и адгезионному взаимодействию с цементным камнем. Ввиду

того, что в системе «труба – цементный камень – порода» появится новый граничный лакокрасочный поверхностный слой, целесообразно будет оценить его влияние при проведении скважинных геофизических операций.

Объекты и методика исследования

Материалы исследования

Для исследований были изготовлены образцы в виде трубных сегментов круглой формы Ø 49 мм, толщиной стенки 4 мм и патрубков Ø 89 мм с разными типами поверхности:

- без защитных покрытий с наличием окарины;
- с защитным лакокрасочным покрытием с рельефной поверхностью;
- с защитным лакокрасочным покрытием с гладкой поверхностью;
- с консервационным покрытием с гладкой поверхностью.

Ниже приведены характеристики объектов исследования и видов лакокрасочных покрытий:

1) Образцы с рельефной поверхностью:

- с гладкой рельефной поверхностью (эффект «муар») – однослойное покрытие на основе эпоксидной порошковой краски № 1 (ЭП-1-1);
- с матовой поверхностью со слабо выраженным рельефом – двухслойное покрытие на основе эпоксидной порошковой краски № 1 (ЭП-2-1);
- с гладкой рельефной поверхностью (эффект «муар») – двухслойное покрытие на основе эпоксидной порошковой краски № 2 (ЭП-2-2);
- с гладкой поверхностью со слабо выраженным рельефом – однослойное покрытие из гидроизоляционного материала на каучуково-смоляной основе (ГМ-1).

2) Образцы с гладкой, ровной поверхностью:

- однослойное покрытие на основе эпоксидной порошковой краски № 2 (ЭП-1-2);
- консервационное покрытие на основе УФ-отверждаемого лака (УФ-1);
- консервационное покрытие на основе водно-дисперсионного лака (ВД-1).

3) Образец без покрытия (с окариной на поверхности).

Определение эксплуатационных свойств покрытий

Исследования проводили с целью оценки физико-механических показателей покрытий в исходном состоянии и после воздействия различных сред. Выдержку в средах проводили с целью ранжирования покрытий по эксплуатационным свойствам: защита от коррозии на период транспортирования и хранения, а также в процессе эксплуатации.

Испытательные среды, методы и условия испытаний:

I. Климатические испытания:

1. Стойкость лакокрасочных покрытий к переменной температуре, повышенной влажности и солнечному излучению (условия умеренно-холодного климата – УХЛ 1) продолжительность 9 циклов по ГОСТ 9.401, метод 3.
2. Стойкость лакокрасочных покрытий к воздушной среде с переменными температурами от минус (60 ± 3) до (60 ± 3) °С, продолжительность 15 циклов по ГОСТ 27037.

II. Испытания на стойкость к модельным средам:

1. Стойкость лакокрасочных покрытий к воздействию дистиллированной воды при температуре (80 ± 3) °С в течение 240 часов по ГОСТ 9.403, метод А.
2. Стойкость лакокрасочных покрытий к термобарическим воздействиям в 5%-м растворе NaCl, насыщенном 1,0 МПа CO₂, в течение 240 ч по ГОСТ Р 58346, приложение Д.

Определение адгезионного взаимодействия в системе «труба – цементный камень»

Испытание по определению адгезионного взаимодействия наружных покрытий с цементным камнем заключалось в определении усилия сдвига, необходимого для нарушения взаимодействия между цементным камнем и наружным покрытием трубы.

Основные этапы испытания для определения адгезионного взаимодействия наружных покрытий с цементным камнем:

- подготовка испытательных ячеек, заливка тампонажного раствора;
- формирование цементного камня;
- определение усилия сдвига.

Последовательность проведения испытания по оценке качества контакта цементного камня с обсадной колонной представлена на рис. 1.

Для цементного раствора использовали портландцемент марки «М-500 ЦЕМ I 42,5Б» с водоцементным соотношением (В/Ц) – 0,67. Твердение цементного раствора осуществляли в термостате при температуре (75 ± 3) °С и относительной влажности $\geq 97\%$ в течение 24 ч.

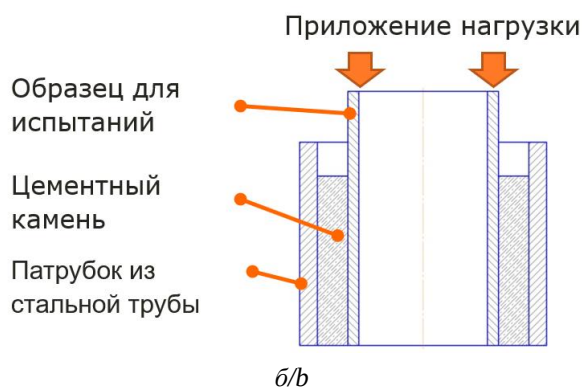
В течение двух часов после окончания твердения цементного раствора провели выдавливание образца из формы для заливки под действием непрерывно возрастающего усилия со скоростью (10 ± 1) мм/мин и зафиксировали усилие сдвига, необходимое для отрыва цементного камня от поверхности образца.

Оценка влияния наружных покрытий как нового граничного слоя на результаты скважинных геофизических операций в системе «труба – цементный камень – порода»

Авторами отмечено [17, 18], что наружные покрытия стальных труб могут влиять на результаты геофизических работ (ГИС) при оценке качества цементирования и мониторинга состояния скважины в целом. Связываемые затруднения основаны на том, что регистрируемые волновые характеристики, создаваемые в колонне разными частотами источника излучения, приобретают индивидуальные значения для каждого граничащего слоя – обсадной колонны, цементного камня и породы. Было предположено, что появление нового граничного слоя – наружного лакокрасочного покрытия – будет заведомо снижать или завышать регистрируемые параметры для основных фаз и искажать результаты ГИС. Для оценки влияния наружного покрытия обсадных труб на достоверность проведения геофизических исследований были определены значения акустического импеданса ($MRayl$) на образцах без покрытия и на образцах с различными типами покрытий методом ультразвуковой цементометрии.



а/а



б/б

Рис. 1. Последовательность проведения лабораторных испытаний по оценке качества контакта цементного камня с обсадной колонной: а) заливка тампонажного раствора и формирование цементного камня; б) схема определения усилия сдвига, необходимого для отрыва цементного камня от поверхности образца

Fig. 1. Order of laboratory tests for assessing the contact quality between set cement and casing string: а) sealing of cement slurry and set cement forming; б) principle of determining shear force required to set cement detachment from sample surface

Эксперименты проводили на ультразвуковом анализаторе прочности цементного камня UCA model 304 путем соотношения получаемых сигналов (импеданса) на образцах с покрытием и без покрытия. Опытные образцы помещали примерно посередине камеры установки. Для этого подготовленный тампонажный раствор с $V/\Pi=0,67$ заливали в камеру прибора примерно до середины ее высоты, размещали в ней опытный образец, затем добавляли остаток раствора. Испытания проводили в процессе твердения тампонажного раствора в течение 24 часов при температуре 75 °С и давлении в ячейке 20 МПа. Схема расположения опытного образца в камере установки UCA model 304 приведена на рис. 2.

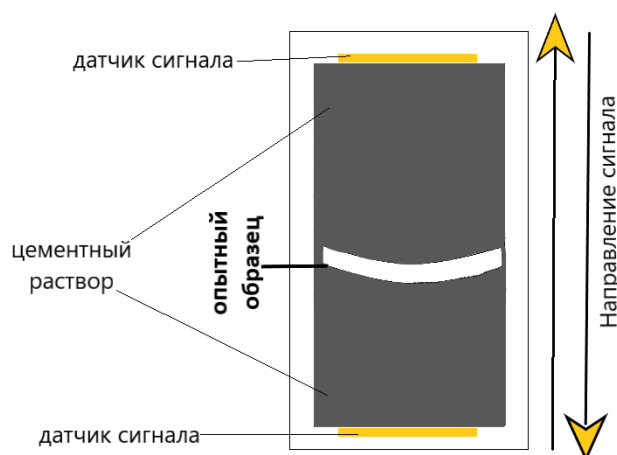


Рис. 2. Схема расположения опытного образца в камере установки UCA model 304

Fig. 2. Layout of test sample in UCA model 304 chamber

С целью дополнительной оценки качества сцепления наружного покрытия обсадной трубы с цементным камнем использовали разработанную авторами методику расчета индекса цементирования [19, 20] по коэффициенту качества сцепления (CQI). Его определяют по соотношению значений теоретического идеального акустического импеданса для конкретного тампонажного раствора к его фактической величине, полученной в реальной скважине. За теоретический импеданс цемента (I_T) было принято значение импеданса цементного камня (I_{Π}), сформированного из тампонажного раствора нормальной плотности на основе портланд-цемента марки ПЦТ I G CC 1, а за расчетный или фактический импеданс цемента (I_P) – импеданс, полученный для систем: «цементный камень – стальной образец без покрытия»; «цементный камень – стальной образец с рельефным/гладким покрытием» (I_{Π}).

$$CQI = I_{\Pi} / I_{\Pi}$$

За референсные значения CQI были приняты данные нефтяных компаний по месторождениям, приведенные авторами методики [21], согласно которой $CQI \geq 0,8$ отн. ед. характеризует сплошной контакт, а $0,8 > CQI > 0,25$ – частичное сцепление.

Результаты исследования и их обсуждение Определение эксплуатационных свойств материалов

В табл. 1 приведены исходные физико-механические показатели исследуемых покрытий.

Таблица 1. Исходные физико-механические показатели покрытий

Table 1. Initial physical and mechanical properties of coatings

Показатель/Criteria	Результаты испытаний Test results						
	Рельефная поверхность Relief surface				Гладкая поверхность Smooth surface		
	ЭП-1-1 EP-1-1	ЭП-2-1 EP-2-1	ЭП-2-2 EP-2-2	ГМ-1 GM-1	ЭП-1-2 EP-1-2	УФ-1 UV-1	ВД-1 VD-1
Толщина покрытия, мкм Coating thickness, mkm	293	559	369	471	350	76	75
Адгезия покрытия к стали методом Х-образного надреза (исходная) Adhesion of coating to steel using X-cut test method (initial)	0	0	0	0	0	0	0
Адгезия покрытия к стали методом нормального отрыва, МПа (исходная) Adhesion of coating to steel using Pull-off test method, MPa (initial)	10,3	10,2	11,3	2,0	9,8	–	–
Шероховатость Rz, мкм/Roughness Rz, mkm	120	26	98	20	3	0,68	2,8
Прогнозируемый срок службы покрытия в условиях умеренно-холодного климата Predicted lifetime of coating in boreal climate conditions	Не менее 1 года/At least 1 year						

* «–» – испытание не проводили, так как данный метод рекомендован для покрытий толщиной более 250 мкм/test was not carried out, because this method is recommended for coatings with a thickness more than 250 microns.

По результатам климатических и коррозионных испытаний было установлено:

1. Все исследуемые покрытия обеспечивают защиту стальных труб от атмосферной коррозии сроком не менее одного года на период их транспортирования и хранения в условиях переменных температур, повышенной влажности и солнечного излучения умеренно-холодного климата (УХЛ1).
2. Воздействие модельных эксплуатационных сред привело к потере защитных свойств покрытий или значительному снижению физико-механических показателей. В частности, на образцах УФ-1 и ВД-1 после воздействия модельных сред наблюдали растрескивание и отслаивание консервационных покрытий. Данное разрушение вызвано высокой проницаемостью данных покрытий. На образцах ЭП-1-1, ГМ-1, ЭП-1-2 было зафиксировано снижение адгезии однослойного защитного покрытия более чем на 50 % после воздействия модельной среды под давлением при повышенной температуре.

Полученные результаты показали, что наилучшими эксплуатационными характеристиками на всех этапах жизненного цикла трубной продукции обладают двухслойные покрытия на основе эпоксидных смол ЭП-2-1 и ЭП-2-2.

Определение адгезионного взаимодействия в системе «обсадная труба – цементный камень»

На рис. 3 представлены результаты определения адгезионного взаимодействия (сцепления) цементного камня с наружной поверхностью опытных образцов, полученные методом сдвига. Исследования проводили как на исходных образцах, так и на образцах после ускоренных климатических испытаний в умеренно-холодном климате.

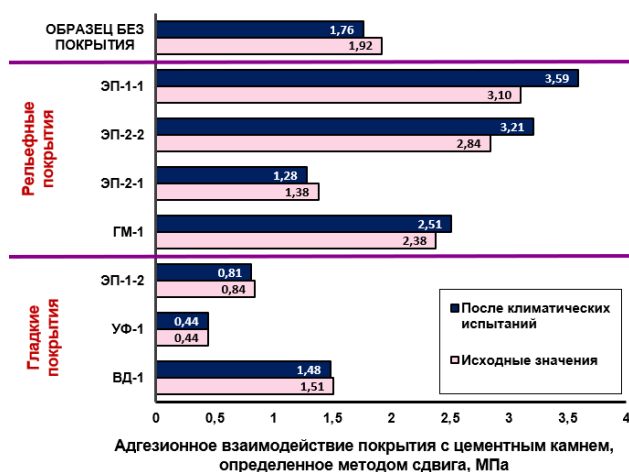


Рис. 3. Результаты испытаний по определению адгезионного взаимодействия в системе «обсадная труба – цементный камень»

Fig. 3. Tests results of determining the adhesion interaction in the «casing string – set cement» system

Результаты исследований показали:

1. Значение адгезионного взаимодействия зависит не только от рельефа поверхности, но и от природы лакокрасочного покрытия. Так, к примеру, покрытие ГМ-1 на каучуково-смоляной основе показало высокие значения рассматриваемого параметра, несмотря на поверхность со слабо выраженным рельефом. При этом оно не является стойким в модельной эксплуатационной среде.
2. Наибольшую величину адгезионного взаимодействия (сцепления) с цементным камнем показали образцы с рельефным покрытием на основе эпоксидных смол ЭП-1-1 и ЭП-2-2, $R_z=120$ и $R_z=98$ мкм соответственно, наименьшую – образцы с гладкой поверхностью ЭП-1-2 и УФ-1, $R_z=3$ и $R_z=0,68$ мкм.
3. Для всех исследованных покрытий не зафиксировано снижение значений сцепления с цементным камнем после воздействия климатических факторов, моделирующих условия хранения и транспортирования труб.

Полученные результаты свидетельствуют о возможном применении наружных защитных покрытий обсадных труб как для защиты от атмосферной коррозии, так и для улучшения адгезионного взаимодействия с цементным камнем на границе «обсадная труба – цементный камень».

Оценка влияния наружных покрытий обсадных труб на качество геофизических исследований с использованием акустического импеданса

Для исследований были выбраны образцы с двумя видами покрытий, показавших наибольшее и наименьшее адгезионное взаимодействие с цементным камнем – ЭП-2-2 и УФ-1. Результаты параметров, регистрируемых при проведении акустической цементометрии на ультразвуковом анализаторе, приведены в табл. 2.

Дополнительно было определено качество контакта цементного камня (CQI) с различными видами наружных поверхностей труб – на образце без покрытия и образцах с покрытиями ЭП-2-2 и УФ-1. Результаты приведены на рис. 4, красной линией отмечено достижение CQI значений $\geq 0,8$ отн. ед.

Результаты измерений показали одинаковые значения акустического импеданса для всех видов образцов, а значения прочности сформированного цементного камня – достоверность проведенного эксперимента. По параметру CQI установлено, что для всех образцов достигнут сплошной контакт с цементным камнем.

Таблица 2. Результаты акустической цементометрии на ультразвуковом анализаторе

Table 2. Results of acoustic cementometry determined by ultrasonic analyzer

Вид образца Sample type	Время прохождения сигнала, μs Signal transit time, μs	Акустический импеданс, MRayl ($10^6 \cdot \text{кг}/\text{м}^2 \cdot \text{с}$) Acoustic impedance, MRayl ($10^6 \cdot \text{кг}/\text{м}^2 \cdot \text{с}$)	Прочность камня, psi Set strength, psi
Цементный камень Set cement	17,2	6,4	4720
Цементный камень – образец без покрытия Set cement – uncoated sample	17,5	6,2	4452
Цементный камень – образец с покрытием ЭП-2-2 Set cement – sample with EP-2-2 coating	17,6	6,2	4350
Цементный камень – образец с покрытием УФ-1 Set cement – sample with UV-1 coating	17,7	6,2	4270

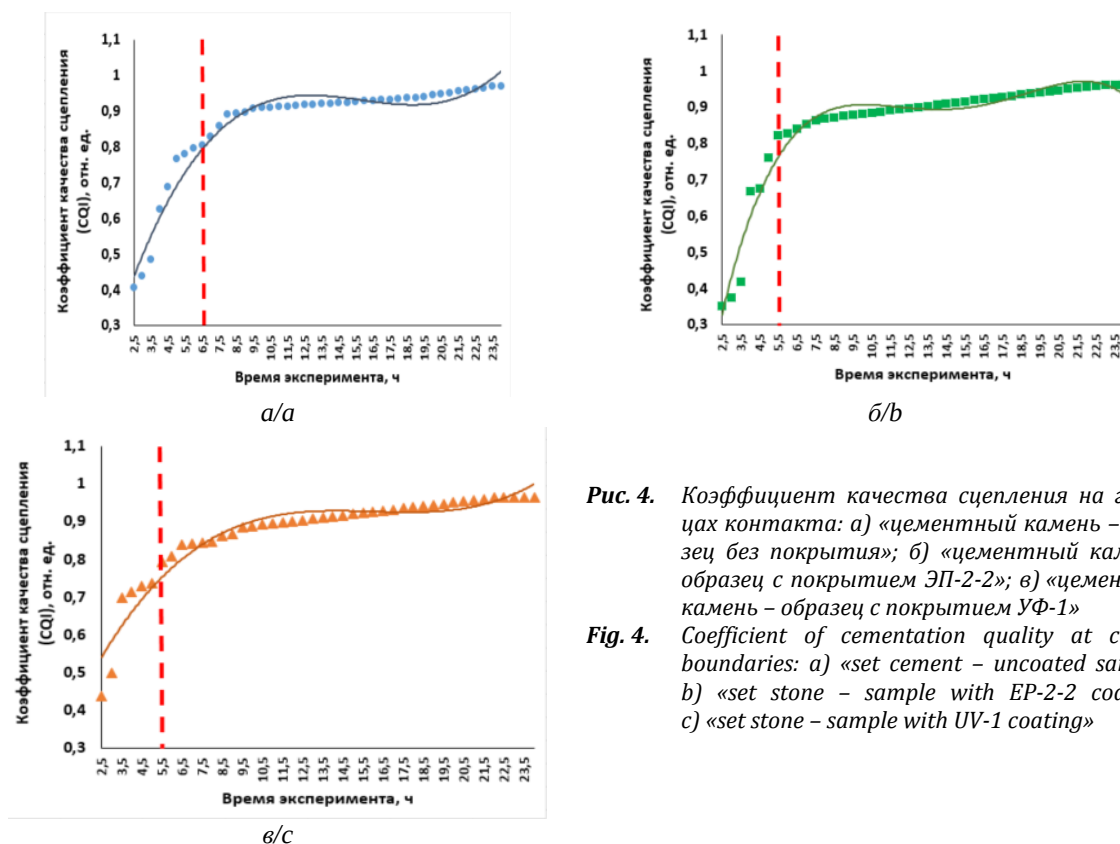


Рис. 4. Коэффициент качества сцепления на границах контакта: а) «цементный камень – образец без покрытия»; б) «цементный камень – образец с покрытием ЭП-2-2»; в) «цементный камень – образец с покрытием УФ-1»

Fig. 4. Coefficient of cementation quality at contact boundaries: а) «set cement – uncoated sample»; б) «set stone – sample with EP-2-2 coating»; в) «set stone – sample with UV-1 coating»

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что защитные лакокрасочные покрытия наружной поверхности обсадных труб не влияют на результаты и не затрудняют проведение различных скважинных геофизических операций при мониторинге состояния скважины и пластов, при этом обеспечивают защиту труб от коррозии.

Заключение

1. Опробованная процедура оценки сцепления цементного камня с наружной поверхностью обсадных труб методом сдвига показала эффективность при определении адгезионного взаимодействия, что позволяет ранжировать данную величину для разных видов поверхностей.

2. Значение адгезионного взаимодействия зависит не только от рельефа поверхности, но и от природы лакокрасочного покрытия.

3. Более высокие значения адгезии для образцов с рельефными покрытиями обусловлены большей удельной площадью поверхности при контакте с тампонажным составом.

4. Защитные лакокрасочные покрытия наружной поверхности обсадных труб не влияют на результаты и не затрудняют проведение скважинных геофизических операций при мониторинге состояния скважины и пластов, при этом обеспечивают защиту труб от коррозии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Щербаков Д.В. Существующие проблемы при цементировании скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 3 (170). – С. 41–45.
2. Интегрированное решение по повышению качества крепления скважин в интервалах терригенных отложений / А.Ф. Галиев, И.Р. Рафиков, А.В. Самсыкин, Т.Р. Мардаганиев, Ф.А. Агзамов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 29–33. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-9-29-33.
3. Мелехин А.А., Крысин И.Н., Третьяков Е.О. Анализ факторов, влияющих на долговечность цементного камня за обсадной колонной // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 77–82.
4. Николаев Н.И., Хаоя Л. Результаты исследования зоны контакта «цементный камень-горная порода» // Записки Горного института. – 2017. – Т. 226. – С. 428–434. DOI: 10.25515/PMI.2017.4.428.
5. Дерендяев В.В., Черепанов П.В. Оценка влияния различных составов и комплексов буферных жидкостей на плотность контакта тампонажного камня с сопредельными средами в межколонном пространстве // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 108–115.
6. Живаева В.В. Методика определения факторов, влияющих на прочность адгезионной связи цементного камня с обсадной колонной // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 5. – С. 36–38.
7. Батыров М.И., Шиян С.И. Поинтервальная оценка качества цементирования обсадных колонн в скважинах и боковых стволах скважин в пределах Каменной площади Красноленинского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 60–72.
8. Способ формирования шероховатого полимерного защитного покрытия на обсадной трубе: пат. № 2633206, Российская Федерация, С1; заявл. 15.12.2015; опубл. 11.10.2017, Бюл. № 17. – 8 с.
9. Петров Н.А. Новое покрытие с полифункциональными свойствами для обсадных колонн // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2010. – № 2. URL: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PetrovNA/PetrovNA_18.pdf (дата обращения: 07.10.2024).
10. Способ формирования шероховатого стеклоэмалевое покрытие: пат. № 2123541, Российская Федерация, С1; заявл. 17.06.1997; опубл. 20.12.1998. – 6 с.
11. Suleimanov B.A., Abbasov H.F., Ismailov Sh.Z. A comprehensive review on sand control in oil and gas wells Part 1. Mechanical techniques // SOCAR Proceedings. – 2024. – № 3. – P. 9–23. DOI: 10.5510/OGP20240300988.
12. Farh H.M.H., Seghier M.E.A.B., Zayed T. A comprehensive review of corrosion protection and control techniques for metallic pipelines // Engineering Failure Analysis. – 2023. – Vol. 143. – P. A. – P. 106885. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2022.106885.
13. Critical review of the time-dependent performance of polymeric pipeline coatings: focus on hydration of epoxy-based coatings / H. Zargamezhad, E. Asselin, D. Wong, C.N.C. Lam // Polymers. – 2021. – Vol. 13. – P. 1517. DOI: 10.3390/polym13091517.
14. Al-Borno A., VanDerVeen A. Field and laboratory studies on the effect of UV degradation and UV protector paints on stockpiles of FBE coated pipeline // AMPP Annual Conference + Expo. – 2022. – AMPP-2022-17853.
15. The effect of laser surface textures on the adhesion strength and corrosion protection of organic coatings – Experimental assessment using the pull-off test and the shaft load blister test / S.J. Caraguay, T.S. Pereira, A. Cunha, M. Pereira, F.A. Xavier // Progress in Organic Coatings. – 2023. – Vol. 180. – P. 107558. DOI: 10.1016/j.porgcoat.2023.107558.
16. Li C., Wang P., Zhang D. A robust and anti-UV layered textured superhydrophobic surface based on water-glass interface enhancement // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2021. – Vol. 624. – P. 126835. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2021.126835.
17. Winn R.H., Anderson T.O., Carter L.G. A preliminary study of factors influencing cement bond logs // Journal of Petroleum Technology. – 1962. – Vol. 14 (4). – P. 369–372. DOI: 10.2118/132-PA.
18. Foianini I., Frisch G., Jones P. Successful identification and bond assessment of epoxy-based resin cement behind production casing: integrating cementing technology with new log interpretation methodology to provide an innovative well integrity solution // SPWLA 55th Annual Logging Symposium. – 2014. – SPWLA-2014-HHH.
19. Шумилов А.В. Методика контроля качества цементирования по акустическому импедансу // Геофизика. – 2019. – № 3. – С. 60–65.
20. Rutledge J.M. Method for cement evaluation using acoustical logs. U.S. Patent 5036496.
21. Шумилов А.В. Создание модульной системы обработки информации и специальных технологических решений для повышения эффективности геофизических исследований наклонно-направленных скважин: дис. ... д-ра техн. наук. – Пермь, 2021. – 288 с.

Информация об авторах

Юлия Вячеславовна Прыкина, заведующий лабораторией защитных покрытий и полимерных функциональных материалов ООО «Исследовательский центр ТМК», Россия, 121205, г. Москва, ул. Большой бульвар, 5. yuliya.prykina@tmk-group.com

Максим Михайлович Мельников, заведующий лабораторией антикоррозионных и консервационных покрытий ООО «Исследовательский центр ТМК», Россия, 121205, г. Москва, ул. Большой бульвар, 5. MelnikovMM@tmk-group.com; <https://orcid.org/0009-0000-4543-0803>

Юлия Жановна Вагапова, младший научный сотрудник лаборатории защитных покрытий и полимерных функциональных материалов ООО «Исследовательский центр ТМК», Россия, 121205, г. Москва, ул. Большой бульвар, 5. yu.vagapova@tmk-group.com, <https://orcid.org/0000-0001-6958-2334>

Игорь Сергеевич Предеин, технический директор АО «ТМК НГС-Нижневартовск», Россия, 628637, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Самотлорское месторождение нефти, Нижневартовская база по ремонту труб, строение 1. igor.predein@tmk-group.com

Виталий Борисович Губжоков, заведующий производственно-испытательной лабораторией ООО «Нефтесервис», Россия, 625512, г. Тюмень, 23-й км Федеральной автодороги Тюмень–Тобольск–Ханты-Мансийск, стр. 1, зд. 4. gubzhokov.vb@nefteserv.ru

Александр Вадимович Закалашный, инженер-исследователь лаборатории защитных покрытий и полимерных функциональных материалов ООО «Исследовательский центр ТМК», Россия, 121205, г. Москва, ул. Большой бульвар, 5. a.zakalashnyy@tmk-group.com, <https://orcid.org/0009-0007-2006-6938>

Поступила в редакцию: 06.11.2024

Поступила после рецензирования: 18.11.2024

Принята к публикации: 24.12.2024

REFERENCES

1. Scherbakov D.V. Existing challenges in well cementing. *Neft. Gas. Novatsii*, 2013, no. 3 (170), pp. 41–45. (In Russ.)
2. Galiev A.F., Rafikov I.R., Samsykin A.V., Mardaganiev T.R., Agzamov F.A. Integrated solution to the issue of improving the quality of well casing in terrigenous sediments. *Oil Industry*, 2019, no. 9, pp. 29–33. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2019-9-29-33.
3. Melekhin A.A., Krysin N.I., Tretyakov E.O. Analysis of factors affecting the life time period of cement stone behind a casing string. *Oilfield Engineering*, 2013, no. 9, pp. 77–82. (In Russ.)
4. Nikolaev N.I., Haoya L. Results of the study of the «cement stone-rock» contact zone. *Journal of Mining Institute*, 2017, vol. 226, pp. 428–434. (In Russ.) DOI: 10.25515/PMI.2017.4.428.
5. Derendyaev V.V., Cherepanov P.V. Impact assessment of various compositions and complexes of spacer fluids on the density of contact of the grouting stone with contiguous media in the inter-column space. *Problems of developing hydrocarbon and ore mineral deposits*, 2020, vol. 2, pp. 108–115. (In Russ.)
6. Zhivaeva V.V. The method to define factors affecting adhesive bond strength of plugging material with casing string. *Onshore and offshore oil and gas well construction*, 2010, no. 5, pp. 36–38. (In Russ.)
7. Batyrov M.I., Shiyan S.I. Internal assessment of the quality of cementation of casing strings in wells and lateral wells within the Kamennaya square of Krasnoleninskoe oil field. *Readings of A.I. Bulatov*, 2020, vol. 1, pp. 60–72. (In Russ.)
8. Kalachev M.V., Kalachev I.F., Kalachev V.I., Kalachev A.I., Savin I.A. *Method for forming rough protective polymer coating on casing pipe*. Patent RF, no. 2633206, 2017. (In Russ.)
9. Petrov N.A. The new covering with multifunctional properties for field performance columns. *The network journal «Oil and Gas Business»*, 2010, no. 2. (In Russ.) Available at: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PetrovNA/PetrovNA_18.pdf (accessed 7 October 2024).
10. Budnikov V.F., Budnikov D.V., Shachin A.A. *Method of formation of rough glass-enamel coating*. Patent RF, no. 2123541, 1998. (In Russ.)
11. Suleimanov B.A., Abbasov H.F., Ismailov Sh.Z. A comprehensive review on sand control in oil and gas wells Part 1. Mechanical techniques. *SOCAR Proceedings*, 2024, no. 3, pp. 9–23. DOI: 10.5510/OGP20240300988.
12. Farh H.M.H., Seghier M.E.A.B., Zayed T. A comprehensive review of corrosion protection and control techniques for metallic pipelines. *Engineering Failure Analysis*, 2023, vol. 143, P. A, pp. 106885. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2022.106885.
13. Zargarneshad H., Asselin E., Wong D., Lam C.N.C. Critical review of the time-dependent performance of polymeric pipeline coatings: focus on hydration of epoxy-based coatings. *Polymers*, 2021, vol. 13, pp. 1517. DOI: 10.3390/polym13091517.
14. Al-Borno A., VanDerVeen A. Field and laboratory studies on the effect of UV degradation and UV protector paints on stockpiles of FBE coated pipeline. *AMPP Annual Conference + Expo*. San Antonio, Texas, AMPP, 2022. AMPP-2022-17853.
15. Caraguay S.J., Pereira T.S., Cunha A., Pereira M., Xavier F.A. The effect of laser surface textures on the adhesion strength and corrosion protection of organic coatings – Experimental assessment using the pull-off test and the shaft load blister test. *Progress in Organic Coatings*, 2023, vol. 180, pp. 107558. DOI: 10.1016/j.porgcoat.2023.107558.
16. Li C., Wang P., Zhang D. A robust and anti-UV layered textured superhydrophobic surface based on water-glass interface enhancement. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2021, vol. 624, pp. 126835. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2021.126835.
17. Winn R.H., Anderson T.O., Carter L.G. A Preliminary Study of Factors Influencing Cement Bond Logs. *Journal of Petroleum Technology*, 1962, vol. 14 (4), pp. 369–372. DOI: 10.2118/132-PA.
18. Foianini I., Frisch G., Jones P. Successful identification and bond assessment of epoxy-based resin cement behind production casing: integrating cementing technology with new log interpretation methodology to provide an innovative well integrity solution. *SPWLA 55th Annual Logging Symposium*, Abu Dhabi, SPWLA, 2014. SPWLA-2014-HHH.
19. Shumilov A.V. Acoustic impedance cementing quality control method. *Geophysics*, 2019, no. 3, pp. 60–65. (In Russ.)
20. Rutledge J.M. *Method for cement evaluation using acoustical logs*. U.S. Patent 5036496.
21. Shumilov A.V. *Development of a modular information processing system and special technological solutions to increase the efficiency of geophysical studies of directional wells*. Dr. Diss. Perm, 2021. 288 p. (In Russ.).

Information about the authors

Yuliya V. Prykina, Head of Laboratory of Protective Coatings and Polymer Functional Materials LLC «TMK Research», 5, Bolshoy bulvar street, Moscow, 121205, Russian Federation. yuliya.prykina@tmk-group.com

Maksim M. Melnikov, Head of Laboratory of Anti-corrosion and Conservation Coatings LLC «TMK Research», 5, Bolshoy bulvar street, Moscow, 121205, Russian Federation. MelnikovMM@tmk-group.com; <https://orcid.org/0009-0000-4543-0803>

Yuliya Zh. Vagapova, Associate Scientist, LLC «TMK Research», 5, Bolshoy bulvar street, Moscow, 121205, Russian Federation. yu.vagapova@tmk-group.com; <https://orcid.org/0000-0001-6958-2334>

Igor S. Predein, Technical Director, TMK NGS-Nizhnevartovsk, Nizhnevartovsk pipe repair base, bld 1, Samotlor oilfield, Nizhnevartovsk region, Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra, 628637, Russian Federation. igor.predein@tmk-group.com

Vitaliy B. Gubzhokov, Head of Manufacturing and Testing Laboratory LLC «Nefteservice», bld 1, 4, 23rd km of Federal highway Tyumen–Tobolsk–Khanty-Mansiysk, Tyumen, 625512, Russian Federation. gubzhokov.vb@nefteserv.ru

Aleksandr V. Zakalashny, Research Engineer, LLC «TMK Research», 5, Bolshoy bulvar street, Moscow, 121205, Russian Federation. a.zakalashnyy@tmk-group.com; <https://orcid.org/0009-0007-2006-6938>

Received: 06.11.2024

Revised: 18.11.2024

Accepted: 24.12.2024