

ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ В СИСТЕМЕ СБОРА НЕФТИ И ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖАНАЖОЛ

АЛМАТОВА Б.Г.^{1*}, ШИЛЬМАГАМБЕТОВА Ж.Ж.¹, МУРЗАГАЛИЕВА А.А.²,
ДОСМАГАМБЕТОВА М.Б.³, ТАХАНОВА Г.Ж.¹

*Алматова Баян Газизовна¹ — кандидат технических наук, ассоциированный профессор, Актюбинский региональный университет им. К.Жубанова, г. Актөбе, Казахстан.

E-mail: baian.73@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1680-4682>

Шильмагамбетова Жадыра Жанкожаевна¹ - кандидат педагогических наук, доцент, Актюбинский региональный университет им. К.Жубанова, г. Актөбе, Казахстан.

E-mail: zhadra_69@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0008-8780-7160>

Мурзагалиева Алма Аскарровна² - магистр технических наук, старший преподаватель, Каспийский университет технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова, г. Актау, Казахстан

E-mail: alma_7121972@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8339-0590>

Досмагамбетова Мейрамгуль Бериковна³ - докторант 1 курса, Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана, г. Уральск, Казахстан

E-mail: miramgul.dosmagambetova@bk.ru, <https://orcid.org/0009-0002-6965-0207>

Таханова Гульсим Жанкожаевна¹ - магистр технических наук, старший преподаватель, Актюбинский региональный университет им. К.Жубанова, г. Актөбе, Казахстан.

E-mail: Gulsim.taxanova.78@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0005-6278-8280>

Аннотация. В данной работе исследована скорость коррозии в системах добычи и сбора нефти и газа месторождения Жанажол. На месторождении Жанажол проведены исследовательские работы, направленные на определение скорости коррозии в системах добычи и сбора нефти и газа, а также на оценку состояния ингибиторной защиты от коррозии. В процессе исследования были рассмотрены трубопроводы и оборудование ЦДНГ-1, ЦДНГ-2 и ЦДГиК. Коррозия является одной из основных проблем, с которой сталкиваются системы добычи и транспортировки нефти и газа, особенно в условиях наличия агрессивных сероводородсодержащих жидкостей и сточных вод. Для борьбы с этим явлением на месторождении Жанажол используется ингибитор коррозии КО-101 и KW-201, который представляет собой сложную композицию органических аминов с добавками и применяется для защиты трубопроводов и оборудования от разрушения. Одним из преимуществ этих ингибиторов является их способность быть введенными в систему без изменения технологического процесса. Особое внимание уделено гидродинамическому потоку газированной жидкости, который оказывает значительное влияние на распределение коррозии по трубопроводам. В зависимости от режима течения (эмульсионный режим, фазовое расслоение газожидкостного потока) коррозия проявляется неравномерно. Например, в случае фазового расслоения, локализация коррозии наблюдается по нижней образующей трубопровода. Это важно, поскольку такие участки подвергаются максимальному воздействию агрессивных компонентов, таких как водная фаза, содержащая H₂S, CO₂ и O₂. Транспортировка больших объемов попутно добываемой воды совместно с нефтью значительно снижает пропускную способность трубопроводов и увеличивает энергозатраты из-за повышенной вязкости водонефтяной смеси. Более того, это способствует росту области коррозионных повреждений в системе нефтесбора, что в свою очередь влияет на эффективность эксплуатации оборудования и трубопроводов.

Ключевые слова: коррозия, ингибиторы, скорость коррозии, месторождение Жанажол, система добычи и сбора нефти и газа, коррозионный мониторинг, трубопроводы, база данных

Введение. Нефтегазоконденсатное месторождение Жанажол открыто в 1978 году. Опытно-промышленная разработка начата в 1983 году, а с 1987 года месторождение находится в промышленной разработке.

По месторождению выделено и разрабатывается 8 эксплуатационных объектов: 4 объекта в первой карбонатной толще КТ-I – А, Б, В_{сев} и В_{юг}, и 5 объектов во второй карбонатной толще КТ-II – Д^{верх}, Д_{ниж}, Д-III и Г-III, Г_{ниж}.

В эксплуатационном фонде месторождения Жанажол по состоянию на 1 ноября 2024 года

Қ.Жұбанов атындағы Ақтөбе өңірлік университетінің хабаршысы, №1 (79), наурыз 2025
 Техникалық ғылымдар-Технические науки-Technical sciences
 имеются 700 эксплуатационных скважин, из которых 691 действующие.

Таблица 1 Объекты эксплуатации действующих скважин

Объекты эксплуатации	Количество действующих скважин		
	Север	Юг	Всего
Пачка А	21	99	120
Пачка Б	40	37	77
Пачка В	51	25	76
Пачка А+Б	3	9	12
Пачка Б+В	2	0	2
Пачка А+Б+В	0	0	0
Пачка Д _{III}	27	0	27
Пачка Г _{III}	193	0	193
Пачка Г _{ниж}	8	20	28
Пачка Д _{ниж.}	0	24	24
Пачка Д _{верх.}	0	79	79
Пачка Д _{верх.} + Д _{ниж.}	0	15	15
Пачка Д _{верх.} + Д _{ниж.} + Г _{ниж.}	0	10	10
Пачка Д _{верх.} + Г _{ниж.}	0	26	26
Пачка Г-III + Д-III	2	0	2
Р2	0	0	0
Итого:	347	344	691

Примечание: 1. На 1 ноября 2024 года в бездействии находятся 11 скважин, в простое 34 скважин, и в освоении после бурения 0 скважин.

По способу эксплуатации скважины распределены следующим образом:

Таблица 2 Способ эксплуатации скважин

Способ эксплуатации скважин	Количество скважин		
	на 01.11.2024 года		
	Всего	Север	Юг
Фонтанная	82	59	23
ШГН	2	2	0
Компрессорный газлифт	587	262	325
Непрерывно-дискретный газлифт	6	5	1
Плунжерный газлифт	13	6	7
ЭЦН	1	1	0
Итого	691	335	356

В условиях месторождения Жанажол наиболее эффективным и универсальным методом защиты как от общей коррозии и отложений солей, зарекомендовало себя применение ингибиторов коррозии. Преимуществом, которых перед другими методами является возможность подачи их в агрессивную среду в любом месте системы без изменения технологического процесса

[1-2].

Для предотвращения (или снижения скорости) коррозии внутренней поверхности оборудования и трубопроводов, вызываемой агрессивными сероводородсодержащими нефтями, пластовыми и сточными водами применяется ингибитор коррозии КО-101 и KW-201. Является сложной композицией органических аминов с модифицированными добавками и представляет собой легкоподвижную желто-коричневую жидкость с характерным запахом.

Известно что, гидродинамический поток газированной жидкости, складывающийся в трубопроводе при транспортировании водонефтегазового потока, оказывает значительное влияние на распределение локальной коррозии по сечению нефтепровода.

При движении агрессивных сред коррозия по сечению трубопровода протекает неравномерно. Даже в простейшем случае транспортирования однофазной жидкости по трубопроводу с незаполненным сечением можно выделить как минимум три зоны, различающихся темпом и характером коррозии [3-4].

При эмульсионном режиме течения жидкости (вода в нефти), скорость коррозии трубопровода обычно невелика. В случае фазового расслоения газожидкостного потока на нефть и воду, локализация коррозионных поражений наблюдается по нижней образующей трубопровода.

Транспортирование по межпромысловым трубопроводам совместно с нефтью больших количеств попутно добываемой воды ведет к снижению их пропускной способности по нефти и увеличению энергетических затрат из-за повышенной вязкости водонефтяной смеси. Кроме того, значительно увеличивается область коррозионных поражений трубопроводов системы нефтесбора.

С повышением обводненности продукции скважин во многих нефтесборных коллекторах складывается расслоенный режим движения потока и происходит выпадение водной фазы по нижней образующей трубопровода. Химический состав водной фазы, наличие деполяризующих агентов H_2S , CO_2 и O_2 оказывают сильное влияние на характер коррозионных и кавитационных разрушений трубопровода.

В нижней части трубопровода вследствие осаждения продуктов коррозии, механических примесей и шлама возможно образование сульфатвосстанавливающих бактерии (СВБ). При перекачке сероводородсодержащих жидкостей или при перекачке по полному сечению характер и распределение коррозии меняются.

Учитывая изложенное, в подготовительном периоде исследований определены сроки проведения работ, выбраны и разработаны необходимые конструкции систем ввода образцов для коррозионных исследований, установлены объекты и число наблюдательных точек.

Как и в предыдущий год, при исследованиях для обеспечения полноты охвата сечения размеры металлических стержней устанавливались в зависимости от диаметра трубопровода. Количество установленных на каждый стержень образцов варьирует от 5 до 10 штук.

Для монтажа кассет с образцами на исследуемый трубопровод наварен патрубок (стакан) с наружной резьбой, в крышку патрубка (стакана) приварен металлический стержень. Образцы для коррозионных исследований нанизываются на фторопластовые трубки, одетые в стержень. Между собой они изолированы фторопластовыми кольцами, в конце которых ставятся изолирующие шайбы. Сборка образцов завершается плоской и разрезной пружинной шайбами. Вся конструкция затягивается двумя гайками и ввинчивается в вышеуказанный патрубок, см. рисунок 1.

Для исследований скорости коррозии по ЦДНГ-1 выбраны следующие объекты:

– эксплуатационные скважины №705, 2397, 2425, 3548, пункты сбора нефти АГЗУ-35, АГЗУ-52, АГЗУ-49, АГЗУ-3, гребеночный узел ДНС-Север (задв.№52), гребеночный узел ДНС-Север (газ на ККС) между задвижками №50-51 и БГРА-2. Образцы не устанавливали на скважине

705(в период. фонд) и АГЗУ-52(требуется место установки) [5-6].

По ЦДНГ-2: эксплуатационные скважины № 3017, 456, 474, 2015 пункты сбора нефти АГЗУ-13, АГЗУ-15, АГЗУ-38, БГРА-11, БГРА-75, Гребенка ДНС-Юг (газ на ККС) и гребенка ДНС-Юг (шароуловитель газа с ККС на ГЛКС-5) не устанавливали из-за непрерывного процесса работы.



Рисунок 1. Образцы-свидетели коррозии.

Основные показатели групповых замерных установок и скважин ЦДНГ-1 НГДУ «Октябрьскнефть» приведены в таблице.

Таблица 3 Основные показатели групповых замерных установок и скважин ЦДНГ-1 НГДУ «Октябрьскнефть»

Отчет о работе добывающих скважинах ЦДНГ-1 НГДУ "ОН" за 10 месяц 2024г.								
№	№скв.	АГЗУ	Пачка	способ эксп.	Дебит жид, т/сут	Обв. %	Г/ф. м³/тн.	Примечание
1	705	Агзу-29	Б_север	др.штуц	1	0	989	период.фонд.
2	2425	Агзу-29	ГЗ_с	КГЛ	67	85,1	1055	
3	3548	Агзу-58	ГЗ_с	КГЛ	1	0	1049	период.фонд.
4	2397	Агзу-3	ГЗ_с	КГЛ	30	80	1053	
5	105		Б_север	фонтан	1	0	980	период.фонд.
6	413		Б_север	КГЛ	1	0	989	период.фонд.
7	133		В_север	КГЛ	7	0	974	
8	164а		В_север	НДГ	1	0	977	период.фонд.
9	300		В_север	фонтан	0	0	0	Переведен а пачку А Север
10	306		В_север		1	0	974	период.фонд.
11	312		В_север	фонтан	0	0		период.фонд.
12	378		В_север	КГЛ	1	0	976	период.фонд.

Қ.Жұбанов атындағы Ақтөбе өңірлік университетінің хабаршысы, №1 (79), наурыз 2025
Техникалық ғылымдар-Технические науки-Technical sciences

13	3307		ГЗ_c	добыча газа				Переведена на добычу ГСевер
14	3316		ГЗ_c	добыча газа				Переведена на добычу ГСевер
15	3307		ДЗ_c	КГЛ	0	0	0	Перев в пачку "ГЗ"
16	3316		ДЗ_c					
17	3317		ДЗ_c	КГЛ	0	0	0	Перевод на добычу газа
18	3317		ГЗ_c					Перев в пачку "ГЗ"
19	733	Агзу- 35	Б север	КГЛ	7	14,3	990	
20	734		Б север		1	0	989	период.фонд.
21	735		Б север	фонтан	1	0	988	период.фонд.
22	3606		В север	КГЛ	1	0	999	период.фонд.
23	2340		ГЗ_c	КГЛ	15	46,7	1055	
24	2345		ГЗ_c	КГЛ	9	11,1	1054	
25	2346		ГЗ_c	КГЛ	10	50	1055	
26	2347		ГЗ_c	КГЛ	1	0	1030	период.фонд.
27	2605		ГЗ_c	КГЛ	1	0	1053	период.фонд.
28	2606		ГЗ_c	КГЛ	5	60	1055	
29	2607		ГЗ_c	КГЛ	4	50	1050	
30	2608		ГЗ_c	КГЛ	4	25	1050	
31	3407		ГЗ_c	КГЛ	7	0	1055	
32	3561		ГЗ_c	КГЛ	5	0	1053	
33	3606		ГЗ_c			0	0	
34	3526	Агзу- 49	А север	др.штуц	20	90	1087	
35	23		ГЗ_c	КГЛ	1	0	1049	период.фонд.
36	2451		ГЗ_c	КГЛ	1	0	1053	период.фонд.
37	2453		ГЗ_c	КГЛ	34	64,7	1050	
38	2614		ГЗ_c	КГЛ				Переведена под нагнетание
39	3472		ГЗ_c	КГЛ	1	0	1053	период.фонд.
40	2535	Агзу- 52	ГЗ_c	КГЛ	0	0	0	Переведена под нагнетание
41	2542		ГЗ_c	КГЛ	1	0	1049	период.фонд.
42	2543		ГЗ_c	КГЛ	1	0	1048	период.фонд.
43	3425		ГЗ_c	КГЛ	1	0	1038	период.фонд.
44	3490		ГЗ_c	КГЛ				Переведена под нагнетание
45	3601		ГЗ_c	КГЛ	1	0	950	период.фонд.
46	3602н		ГЗ_c	КГЛ	4	0	1055	
47	3603		ГЗ_c	КГЛ	18	55,6	1055	
48	3604		ГЗ_c	КГЛ	15	60	1053	
49	3633		ГЗ_c	КГЛ	10	10	1010	
50	3703		ГЗ_c		1	0	1036	период.фонд.
51	3706		ГЗ_c	КГЛ	1	0	1034	период.фонд.

Основные показатели групповых замерных установок и скважин ЦДНГ-2 НГДУ «Октябрьскнефть» приведены в таблице.

Таблица 4 - Основные показатели групповых замерных установок и скважин ЦДНГ-2 НГДУ «Октябрьскнефть»

Отчет о работе добывающих скважинах ЦДНГ-2 НГДУ "ОН" за 10 месяц 2024г.								
№	№скв.	АГЗУ	Пачка	способ эксп.	Дебит жид, т/сут	Обв. %	Г/ф. м³/тн.	Примечание
1	456	18	Б_юг	КГЛ	1	0	995	период.фонд.
2	2015	75	Дн_ю	КГЛ	16	25	997	
3	3017	78	Дн_ю	КГЛ	0	0	0	Переведен в пачку Дв
4	179	11	Б_юг	КГЛ				Переведен на добычу газа
5	187		Б_юг	КГЛ	111	97,3	997	
6	188		Б_юг	фонтан	1	0	688	период.фонд.
7	2135		Б_юг	фонтан	1	0	994	период.фонд.
8	350		Б_юг	фонтан	1	0	917	период.фонд.
9	367		В_юг		4	50	997	ПГЛ
10	4060		Дв_ю	КГЛ				нагнетание
11	4061		Дв_ю	КГЛ	1	0	994	период.фонд.
12	189	13	В_юг	фонтан	1	0	749	период.фонд.
13	358		В_юг	фонтан	1	0	729	период.фонд.
14	365		В_юг	фонтан		0		В бездействии
15	371		В_юг	фонтан	1	0	735	период.фонд.
16	5030		Дв_ю	КГЛ	7	0	997	
17	5105		Дн_ю	КГЛ	3	0	997	
18	476	15	А_юг	фонтан	1	0	1089	период.фонд.
19	466		Б_юг	КГЛ	1	0	944	период.фонд.
20	474		Б_юг	КГЛ	22	81,8	999	
21	475		Б_юг	КГЛ	0	0	0	Переведен в пачку А
22	4089		Дв_ю	КГЛ				нагнетание
23	4096		Дв_ю	КГЛ	5	0	997	
24	5149		Дв_ю	КГЛ				нагнетание
25	5151		Дв_ю	КГЛ	8	0	997	
26	Г-38		Дв_ю	КГЛ	1	0	997	период.фонд.
27	571	38	А_юг	КГЛ	3	0	1088	
28	573		А_юг	КГЛ	1	0	854	период.фонд.
29	848		Б_юг		5	0	990	ПГЛ
30	718		В_юг		1	0	985	ПГЛ.период.фонд.
31	5120		Дв_ю	КГЛ	2	0	997	
32	5147		Дв_ю	КГЛ	2	0	998	
33	5148		Дв_ю	КГЛ	3	0	998	

Эксплуатационные скважины подобраны с расчетом, чтобы вести наблюдения за характером коррозии при различной их обводненности.

Как видно из таблицы 3 и 4 выбранные для исследовательских работ, автоматические групповые замерные установки и скважины позволяют вести наблюдения за скоростью коррозии в условиях добычи нефти практически из всех имеющихся продуктивных пластов, а также при смешивании продукции этих пластов [7-8].

При выборе объектов исследования соблюден принцип - обеспечения постоянства точек наблюдения за скоростью коррозии. Что позволяет систематизировать результаты коррозионных исследований, вести коррозионный мониторинг, а также создать базу данных по данному вопросу, необходимых для осуществления контроля, анализа и принятия научно-обоснованных решений.

Использование нейросетевых технологий в исследовательских работах по определению скорости коррозии в системе сбора нефти и газа позволит повысить точность предсказаний, оптимизировать процессы мониторинга и значительно улучшить эффективность управления системой. Важно обеспечить качественные данные для обучения нейросети и внедрить современные вычислительные методы для анализа и прогнозирования.

Выводы и предложения

1. В результате проводимых исследований по антикоррозионной защите внутренних поверхностей оборудования и трубопроводов системы сбора нефти и газа месторождения Жанажол в целом осуществляется – удовлетворительно.

• По результатам промысловых испытаний, средняя глубина коррозионного проникновения в системе сбора нефти по месторождению Жанажол добывающего фонда – 0,003 мм/год, уровень показателя коррозионного проникновения 2023 года составляло – 0,002 мм/год.

По ДНС-Юг на выходе гребенки по нефти установку образцов-свидетелей коррозии не проводили, так как на этом участке кап.ремонт не проводили. Для установки ОСК необходима полная остановка месторождения.

2. Для детального анализа глубины коррозионного проникновения в системе сбора нефти и газа принято решение совместно с главным технологом ОНГДУ оставить свидетели образцов коррозии на 1 год или более.

3. Для поддержания и улучшения показателей в системе сбора нефти рекомендуется:

- проводить организационно-технические мероприятия, обеспечивающие строгое соблюдение установленной технологии противокоррозионной защиты;

- осуществлять контроль за скоростью коррозии путем постоянного наблюдения в контрольных точках ввода образцов-свидетелей коррозии и принятия оперативных мер по их результатам.

- осуществлять бесперебойную поставку ингибитора коррозии в соответствии с графиками обработки и нормами расхода.

- исследовательских работ по определению скорости коррозии в системе сбора нефти и газа месторождения Жанажол, использование нейросетевых технологий может быть полезным для различных целей.

Список литературы

1. Машаев А.Е., Бисенов Б.К. «Словарь-справочник нефтяника», Актөбе, 2006 год.
2. Г.С. Фомин «Коррозия и защита от коррозии. Энциклопедия международных стандартов», Москва, ИПК издательство стандартов, 1999 год.
3. А.В.Беззубов, В.Н.Шаров, В.И. Дубовой, «Машинист насосной станции по закачке рабочего агента в пласт», Москва, «Недра», 1988 год.
4. К.Р. Низамов, «Проблемы защиты металлов от коррозии в нефтегазодобыче» «Нефтяное

хозяйство».

5. ГОСТ 9.502-82 «Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний».

6. ГОСТ 9.506-87 «Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности».

7. РД 39-0147103-362-90 «Инструкция по применению технологии противокоррозионной защиты подземного и наземного оборудования месторождения «Жанажол» (для обводненной продукции)», ВНИИСПТнефть, Уфа, 1990 год.

8. РД 39-0147103-306-88 «Инструкция по применению технологии противокоррозионной защиты коммуникации и наземного оборудования систем ППД (при содержании H_2S до 300 мг/л) с применением ингибиторов коррозии типа «Нефтехим», ВНИИСПТнефть, Уфа, 1988 год.

References

1. Mashaeв A.E., Bisenov B.K. «Slovar'-spravochnik nefryanika», Aktobe, 2006 god.

2. G.S. Fomin «Korroziya i zashchita ot korrozii. Enciklopediya mezhdunarodnyh standartov», Moskva, IPK izdatel'stvo standartov, 1999 god.

3. A.V.Bezzubov, V.N.Sharov, V.I. Dubovoj, «Mashinist nasosnoj stancii po zakachke rabocheho agenta v plast», Moskva, «Nedra», 1988 god.

4. K.R. Nizamov, «Problemy zashchity metallov ot korrozii v neftegazodobyche» «Nefryanoe hozyajstvo».

5. GOST 9.502-82 «Ingibitory korrozii metallov dlya vodnyh sistem. Metody korrozionnyh ispytaniy».

6. GOST 9.506-87 «Ingibitory korrozii metallov v vodno-neftyanyh sredah. Metody opredeleniya zashchitnoj sposobnosti».

7. RD 39-0147103-362-90 «Instrukciya po primeneniyu tekhnologii protivokorroziionnoj zashchity podzemnogo i nazemnogo oborudovaniya mestorozhdeniya «Zhanazhol» (dlya obvodnennoj produkciy)», VNIISPTneft', Ufa, 1990 god.

8. RD 39-0147103-306-88 «Instrukciya po primeneniyu tekhnologii protivokorroziionnoj zashchity kommunikacii i nazemnogo oborudovaniya sistem PPD (pri sodержanii N_2S do 300 mg/l) s primeneniem ingibitorov korrozii tipa «Neftekhim», VNIISPTneft', Ufa, 1988 god.

ЖАҢАЖОЛ КЕН ОРНЫНЫҢ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ЖИНАУ ЖҮЙЕСІНДЕГІ КОРРОЗИЯ ЖЫЛДАМДЫҒЫН АНЫҚТАУ БОЙЫНША ЗЕРТТЕУ ЖҰМЫСТАРЫ

АЛМАТОВА Б.Г.^{1*}, ШИЛЬМАГАМБЕТОВА Ж.Ж.¹, МУРЗАГАЛИЕВА А.А.²,
ДОСМАГАМБЕТОВА М.Б.³, ТАХАНОВА Г.Ж.¹

*Алматова Баян Газизовна¹ — техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор, Қ. Жұбанова атындағы Ақтөбе өңірлік университеті, Ақтөбе қ., Қазақстан.

E-mail: baian.73@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1680-4682>

Шильмагамбетова Жадыра Жанкожаевна¹ - педагогика ғылымдарының кандидаты, доцент, Қ. Жұбанова атындағы Ақтөбе өңірлік университеті, Ақтөбе қ., Қазақстан.

E-mail: zhadra_69@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0008-8780-7160>

Мурзагалиева Алма Аскарровна² - техника ғылымдарының магистрі, аға оқытушы, Ш. Есенов атындағы Каспий технологиялар және инжиниринг университеті, Ақтау қ., Қазақстан

E-mail: alma_7121972@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8339-0590>

Досмагамбетова Мейрамгуль Бериковна³ - 1 курс докторанты, Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университеті, Орал қ., Қазақстан

E-mail: miramgul.dosmagambetova@bk.ru, <https://orcid.org/0009-0002-6965-0207>

Таханова Гульсим Жанкожаевна¹ - техника ғылымдарының магистрі, аға оқытушы, Қ. Жұбанова атындағы Ақтөбе

Андатпа. Бұл жұмыста Жаңажол кен орнының мұнай және газ өндіру және жинау жүйелеріндегі коррозия жылдамдығы зерттелді. Жаңажол кен орнында мұнай мен газды өндіру және жинау жүйелеріндегі коррозия жылдамдығын анықтауға, сондай-ақ коррозиядан ингибиторлық қорғаудың жай-күйін бағалауға бағытталған зерттеу жұмыстары жүргізілді. Зерттеу барысында ЦДНГ-1, ЦДНГ-2 және ЦДГиК құбырлары мен жабдықтары қарастырылды. Коррозия-мұнай мен газды өндіру және тасымалдау жүйелері, әсіресе құрамында күкіртсутегі бар қатты сұйықтықтар мен ағынды сулар болған жағдайда кездесетін негізгі мәселелердің бірі. Бұл құбылыспен күресу үшін Жаңажол кен орнында КО-101 және KW-201 коррозия ингибиторы қолданылады, ол қоспалары бар органикалық аминдердің күрделі құрамы болып табылады және құбырлар мен жабдықтарды бұзылудан қорғау үшін қолданылады. Бұл ингибиторлардың артықшылықтарының бірі-олардың технологиялық процесті өзгертпестен жүйеге енгізілу қабілеті. Газдалған сұйықтықтың гидродинамикалық ағынына ерекше назар аударылады, бұл құбырлар арқылы коррозияның таралуына айтарлықтай әсер етеді. Ток режиміне байланысты (эмульсия режимі, газ-сұйықтық ағынының фазалық стратификациясы) коррозия біркелкі емес көрінеді. Мысалы, фазалық стратификация жағдайында коррозияның локализациясы құбырдың төменгі генераторында байқалады. Бұл өте маңызды, өйткені мұндай аймақтар H_2S , CO_2 және O_2 бар су фазасы сияқты агрессивті компоненттерге барынша әсер етеді. Мұнаймен бірге өндірілетін судың үлкен көлемін тасымалдау құбырлардың өткізу қабілетін едәуір төмендетеді және су-мұнай қоспасының тұтқырлығының жоғарылауына байланысты энергия шығынын арттырады. Сонымен қатар, бұл мұнай жинау жүйесіндегі коррозиялық зақымдану аймағының өсуіне ықпал етеді, бұл өз кезегінде жабдықтар мен құбырларды пайдалану тиімділігіне әсер етеді.

Түйін сөздер: коррозия, ингибиторлар, коррозия жылдамдығы, Жаңажол кен орны, мұнай мен газды өндіру және жинау жүйесі, коррозиялық мониторинг, құбырлар, деректер базасы

RESEARCH WORK ON DETERMINING THE CORROSION RATE IN THE OIL AND GAS COLLECTION SYSTEM OF THE ZHANAZHOL FIELD

ALMATOVA B.G.^{1*}, SHILMAGAMBETOVA ZH.ZH.¹, MURZAGALIEVA A.A.²,
DOSMAGAMBETOVA M.B.³, TAKHANOVA G.ZH.¹

***Almatova Bayan Gazizovna¹** — candidate of technical sciences, associate professor, Aktobe Regional University named after K.Zhubanov, Aktobe, Kazakhstan.

E-mail: baian.73@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1680-4682>

Shilmagambetova Zhadyra Zhankozhaevna¹ - candidate of pedagogical sciences, docent, Aktobe Regional University named after K.Zhubanov, Aktobe, Kazakhstan.

E-mail: zhadra_69@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0008-8780-7160>

Murzagalieva Alma Askarovna² - master of technical sciences, senior lecturer, Caspian University of Technology and Engineering named after Sh. Yesenova, Aktau, Kazakhstan

E-mail: alma_7121972@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8339-0590>

Dosmagambetova Meiramgul Berikovna³ - 1st year doctoral student, West Kazakhstan agrarian and Technical University named after Zhangir Khan, Uralsk, Kazakhstan

E-mail: miramgul.dosmagambetova@bk.ru, <https://orcid.org/0009-0002-6965-0207>

Takhanova Gulsim Zhankozhaevna¹ - master of technical sciences, senior lecturer, Aktobe Regional University named after K.Zhubanov, Aktobe, Kazakhstan.

E-mail: Gulsim.taxanova.78@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0005-6278-8280>

Abstract. In this paper, the corrosion rate in the oil and gas production and collection systems of the Zhanazhol field is investigated. Research work has been carried out at the Zhanazhol field aimed at determining the rate of corrosion in oil and gas production and collection systems, as well as assessing the state of inhibitory corrosion protection. In the course of the study, pipelines and equipment of CDNG-1, CDNG-2 and CDGiK were examined. Corrosion is one of the main problems faced by oil and gas production and transportation systems, especially in the presence of aggressive hydrogen sulfide-containing liquids and wastewater. To combat this phenomenon, the KO-101 and KW-201 corrosion inhibitor is used at the Zhanazhol deposit, which is a complex composition of organic amines with additives and is used to protect pipelines and equipment from destruction. One of the advantages of these inhibitors is their ability to be introduced into the system without altering the technological process. Special attention is paid to the hydrodynamic flow of carbonated liquid, which has a significant effect on the distribution of corrosion through pipelines. Depending on the flow mode (emulsion mode, phase

separation of the gas-liquid flow), corrosion manifests itself unevenly. For example, in the case of phase separation, corrosion localization is observed along the lower forming line of the pipeline. This is important because such areas are exposed to maximum exposure to aggressive components, such as the aqueous phase containing H_2S , CO_2 and O_2 . Transporting large volumes of produced water together with oil significantly reduces the capacity of pipelines and increases energy consumption due to the increased viscosity of the oil-water mixture. Moreover, this contributes to the growth of the area of corrosion damage in the oil collection system, which in turn affects the efficiency of equipment and pipelines.

Key words: corrosion, inhibitors, corrosion rate, Zhanazhol field, oil and gas extraction and collection system, corrosion monitoring, pipelines, database