

## АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НГДУ «КОГАЛЫМНЕФТЬ»

Инюшин Н.В., Хайдаров Р.Ф., Шайдаков В.В., Емельянов А.В., Чернова К.В.  
(ТПП «Когалымнефтегаз», ОАО «Северо-западные магистральные  
нефтепроводы», Уфимский Государственный Нефтяной Технический  
Университет)

В НГДУ «Когалымнефть» находится в эксплуатации около 900 км трубопроводов различного назначения и диаметра, в том числе: нефтесборные трубопроводы – 41%, напорные нефтепроводы от дожимной насосной станции до магистрального нефтепровода – 18%, высоконапорные водоводы – 34%, низконапорные водоводы – 7%. В основной массе трубопроводы эксплуатируются более 10 лет, а четвертая их часть - более 15 лет (рис. 1).

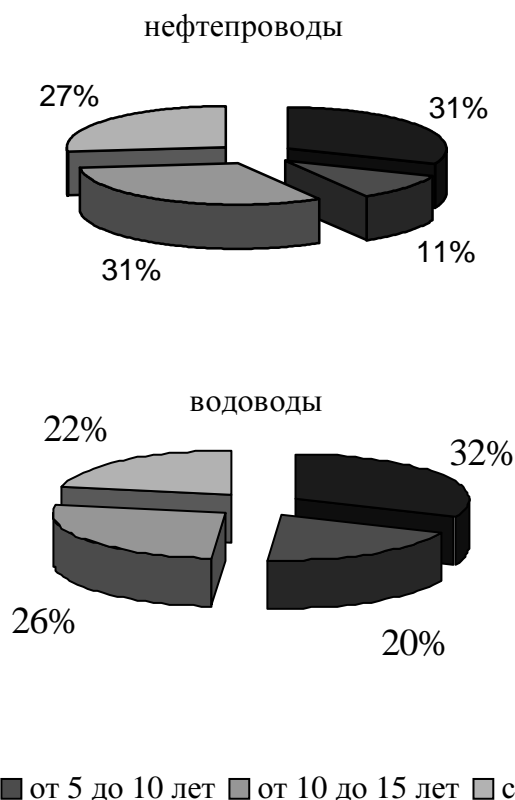


Рис. 1 – Возрастной состав трубопроводов

По трубопроводам системы нефтесбора перекачивается продукция, добываемая из скважин Южно-Ягунского месторождения, на котором выделено пять основных самостоятельных продуктивных пластов: БС10/1, БС10/2, БС11/1, БС11/2, ЮС1. Средняя глубина залегания пластов составляет соответственно 2340, 2355, 2427, 2460 и 2870 м.

Пласты БС10/2 и БС11/2 обладают наибольшей продуктивностью (рис. 2). Все пласты, за исключением ЮС1, имеют обводненность более 70 % (рис. 3).

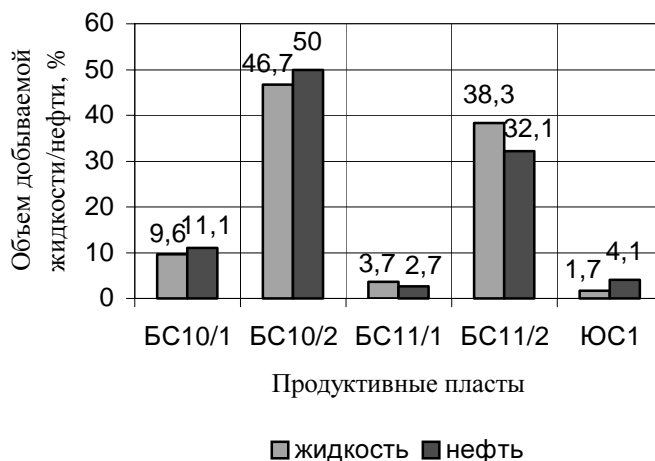


Рис.2 – Объемы добываемой жидкости (нефти) из пластов

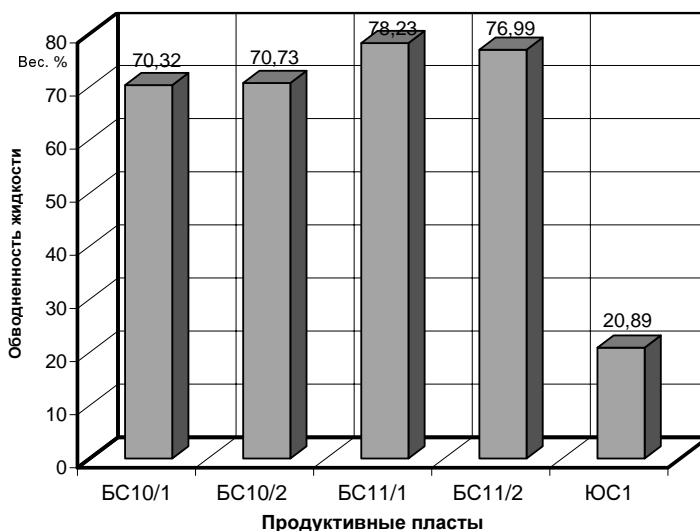


Рис. 3 – Обводненность продуктивных пластов

Наблюдается прогрессирующий рост обводненности (рис.4) всех пластов, кроме ЮС1. За 10 лет эксплуатации Южно-Ягунского месторождения обводненность пластов увеличилась в среднем на 30 %.

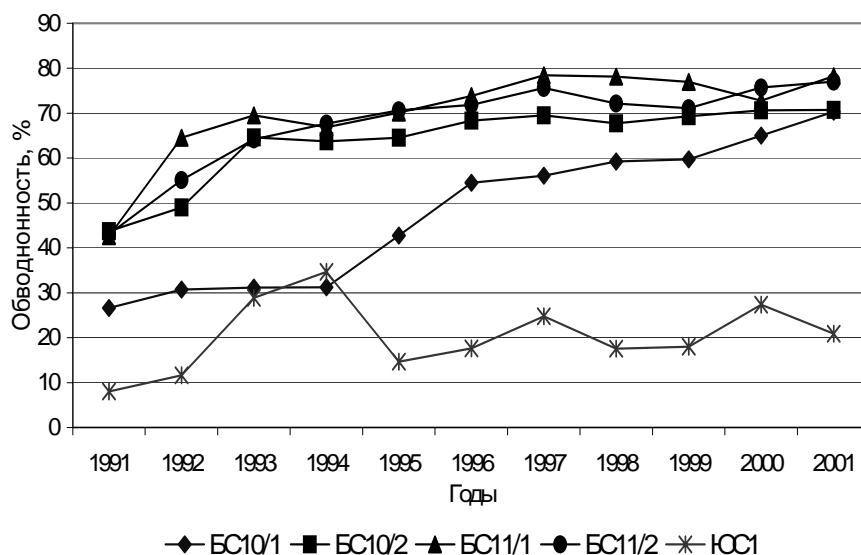


Рис. 4 – Динамика обводненности пластов Южно-Ягунского месторождения

С увеличением глубины залегания пластов минерализация пластовых вод увеличивается от 19,31 (БС10/2) до 23,42 г/л (ЮС1). Основной вклад в формирование минерализации вносит хлор-ион (табл. 1).

Таблица 1 – Состав пластовых вод Южно-Ягунского месторождения

Пласт	Химический состав, мг/л						Минерализация, мг/л
	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	
БС10/1	11915,33	10,91	810,97	533,55	76,37	7567,29	20930,36
БС10/2	11021,39	9,56	700,84	432,00	63,45	7068,83	19311,21
БС11/1	12084,94	6,52	996,83	468,58	76,15	7842,07	21484,07
БС11/2	11038,59	8,45	741,21	427,08	62,31	7108,04	19397,71
ЮС1	13307,18	25,50	861,47	290,36	63,83	8856,7	23418,33

В составе вод пластов БС10/1, БС10/2, БС11/1, БС11/2 присутствуют ионы кальция в количестве 427,08-533,55 мг/л. Концентрация ионов магния в водах этих пластов более чем в шесть раз меньше (62,31 – 76,37 мг/л). В водах пласта ЮС1 содержание Ca<sup>2+</sup> существенно ниже – на уровне 200-300 мг/л. Сравнение концентраций сульфат- и хлор-ионов также свидетельствует об отличии вод пласта ЮС1 от других. Если содержание SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> в водах пластов БС10/1, БС10/2, БС11/1, БС11/2 не превышает 11 мг/л, то в водах ЮС1 оно достигает 25,5 мг/л. Воды всех пластов содержат в большом количестве бикарбонат-ионы (741,21 – 996,83 мг/л). Последнее свидетельствует о высокой концентрации растворенного углекислого газа, поскольку поступление ионов HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> в раствор происходит за счет диссоциации угольной кислоты.

Среднегодовая концентрации HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> в сточной воде, поступающей на все кустовые насосные станции (КНС) системы поддержания пластового давления (ППД), за анализируемые 10 лет необъяснимо изменяется (рис. 5). На отдельных КНС отмечено снижение концентрации HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, в то время, как на других наблюдался ее рост.

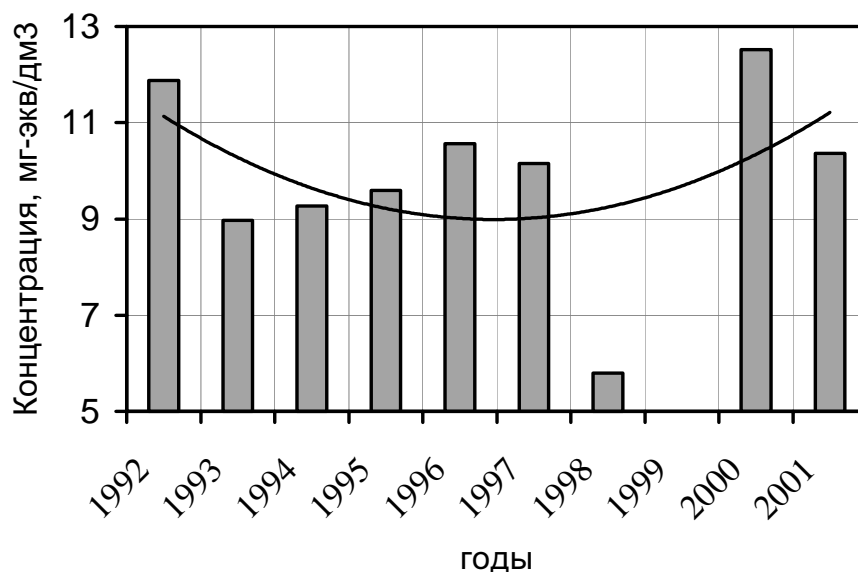


Рис. 5 –Концентрации бикарбонат-иона в сточной воде Южно-Ягунского месторождения

Из-за отсутствия данных о содержании углекислого газа в трубопроводах системы нефтесбора, рассчитаем его теоретическое значение, исходя из его концентрации в сточной воде системы ППД. По закону Генри, с учетом перевода мольных концентрации углекислого газа в воде в концентрацию размерностью «мг/л», имеем:

$$P_{\text{CO}_2} = 0.409 \cdot 10^{-6} K C_{\text{CO}_2}$$

$$P_{\text{CO}_2} = N_{\text{CO}_2} P_{\text{раб}}$$

$$C_{\text{CO}_2} = 2.44 \cdot 10^6 N_{\text{CO}_2} P_{\text{раб}} / K$$

где  $P_{\text{CO}_2}$  – парциальное давление углекислого газа в газе, МПа;  
 $C_{\text{CO}_2}$  – концентрация углекислого газа в воде, мг/л;  
 $N_{\text{CO}_2}$  – объемная доля углекислого газа в нефтяном газе, д.ед.;  
 $P_{\text{раб}}$  – рабочее давление, МПа;  
 $K$  – константа равновесия Генри, МПа.

Зависимость значения константы равновесия по работе [1] от температуры при давлениях до 1 МПа приведена в табл. 2.

Таблица 2 – Зависимость константы равновесия от температуры ( $P \leq 1$  МПа)

Температура, °С	Константа равновесия, МПа
20	141
30	184
40	231
50	280

При средних условиях для системы нефтесбора (давление - 1 МПа, температура +40 °С, объемная концентрация  $\text{CO}_2$  в газе - 0,005 д.ед.) расчетная концентрация углекислого газа в воде составляет 53 мг/л.

Таким образом, концентрация углекислого газа в системе ППД составляет примерно 20 – 60 % от его концентрации в трубопроводах системы нефтесбора. По данным Варда и Мильямса, скорость коррозии пропорциональна парциальному давлению углекислого газа в степени 0,67. Парциальное давление и количество растворенного газа также находятся в прямо пропорциональной зависимости при прочих равных условиях. С учетом этого можно предположить, что при равных скоростях потоков и температурах скорость углекислотной коррозии в системе ППД составляет от 30% до 70% от скорости углекислотной коррозии трубопроводов системы нефтесбора.

Рост концентрации  $\text{CO}_2$ , а, следовательно, и  $\text{HCO}_3^-$ , должен увеличить коррозионную агрессивность добываемой жидкости. В первую очередь это отразится на работоспособности оборудования системы нефтесбора.

Сероводород в попутной воде, отделяемой от нефти, обнаруживается в количестве от следов до 0,5 мг/л, что не должно значительно увеличивать ее коррозионную агрессивность. Согласно стандарту NACE RP0475-98, вода с содержанием сероводорода менее 1 мг/л приравнивается к воде, не содержащей сероводород.

В последние годы в сточной воде системы ППД отмечается присутствие до 0,3 мг-экв/л ионов  $\text{SO}_4^{2-}$ , что может быть связано с интенсификацией процесса сульфатредукции в заводняемых пластах. В перекачиваемых средах Южно-Ягунского месторождения содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) составляет в среднем  $10^5$ - $10^6$  клеток/мл.

Надежность нефтепромысловых трубопроводов снижается по причине воздействия коррозионно-активных перекачиваемых жидкостей на металл труб. С увеличением обводненности, содержания  $\text{HCO}_3^-$  (а, следовательно, и  $\text{CO}_2$ ) и СВБ создаются условия для роста аварийности трубопроводов систем нефтесбора и ППД.

С 1995 по 2001 год в НГДУ «Когалымнефть» произошло 236 порывов на трубопроводах, из них на водоводах – 30, что составляет 13,0 %, на нефтепроводах – 206, или 87,0 %.

С 1997 года аварийность трубопроводов систем нефтесбора и ППД резко возрастает, и хотя в 1999 году наблюдается незначительный ее спад, аварийность остается на высоком уровне (рис. 6).

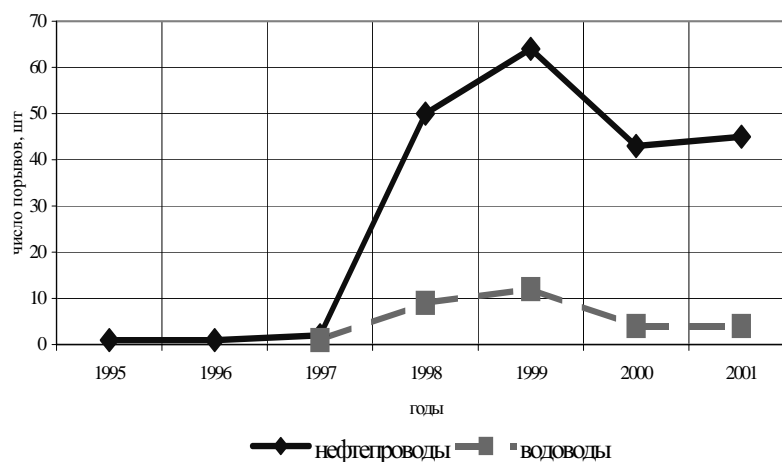


Рис. 6 – Динамика аварийности трубопроводов

Аналогичная тенденция наблюдается и для удельной аварийности трубопроводов (рис. 7).

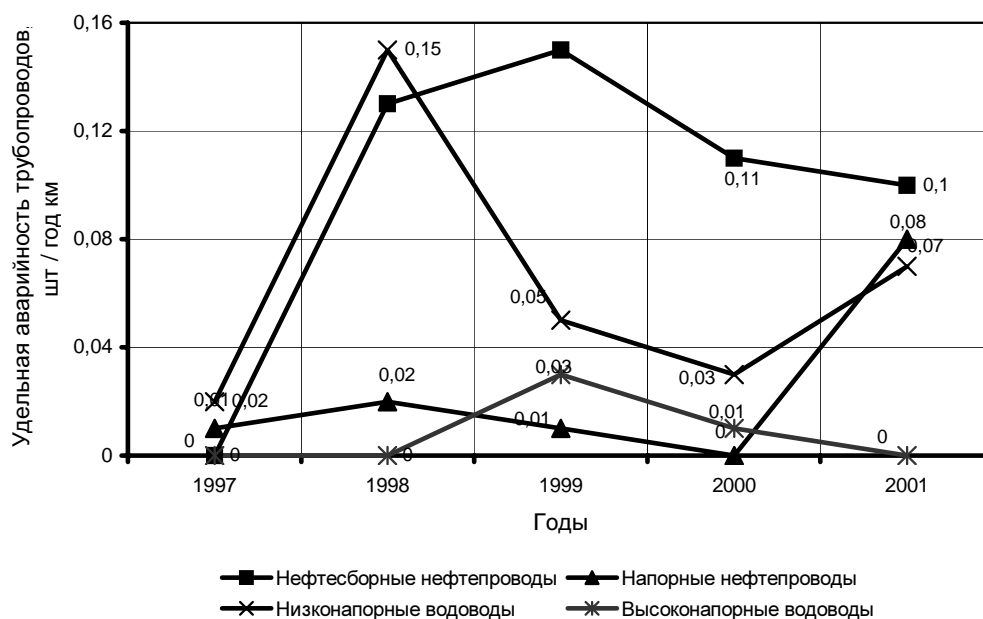


Рис. 7 – Изменение удельной аварийности трубопроводов систем нефтесбора и ППД

Средние значения удельной аварийности в зависимости от назначения трубопроводов имеют следующие значения:

нефтеборные трубопроводы – 0,07 шт/год км;  
 напорные нефтепроводы – 0,02 шт/год км;  
 низконапорные водоводы – 0,06 шт/год км;  
 высоконапорные водоводы - 0,01 шт/год км.

Высокие значения удельной аварийности нефтеборных трубопроводов и низконапорных водоводов связаны с малыми скоростями течения перекачиваемых сред, приводящими к расслоению водонефтяных эмульсий с образованием водного подслоя (в случае системы нефтесбора) и выносом механических примесей с последующим их осаждением на стенках трубопровода. Это способствует интенсификации коррозионного процесса за счет возникновения макрогальванопар.

Для месторождений ТПП «Когалымнефтегаз» характерны отказы трубопроводов по причине коррозии, носящей локальный характер и развивающейся по нижней образующей трубы (рис. 8).

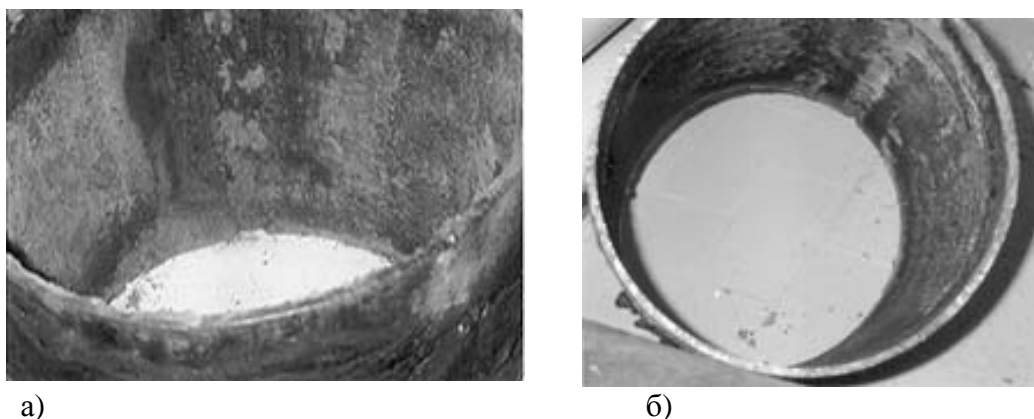


Рис. 8 – Образцы трубопроводов с общей (а) и канавочной (ручейковой) (б) коррозией.

Наибольшее число порывов с 1997 по 2001 г. произошло на нефтепроводах диаметром 159 и 219 мм и водоводах диаметром 168 и 530 мм (табл. 3).

Таблица 3 – Распределение числа порывов нефтепроводов и водоводов в зависимости от их диаметра

Диаметр, мм	Количество отказов, %	
	нефтепроводы	водоводы
114	7,54	7,14
159	34,67	—
168	3,02	32,14
219	36,18	—
273	10,55	—
325	3,52	—
426	2,01	10,72
530	2,51	50,00

Порыв на трубопроводе наносит значительный экономический и экологический ущерб. Так затраты на ликвидацию одной аварии на трубопроводах системы нефтесбора составляют в среднем 25 тыс. руб., а количество разлитой нефти достигает 5 т. Общий ущерб от аварий на трубопроводах системы нефтесбора Южно-Ягунского месторождения за 1995-2001 годы составил 1,513 млн. руб.

Наиболее высоки затраты на ликвидацию аварий на нефтепроводах диаметром 426 и 530 мм и водоводах диаметром 426 мм. На нефтепроводах диаметром 273 и 530 мм и водоводах диаметром 530 мм отмечено самое большое количество разлитой нефти (жидкости) (табл. 4).

Таблица 4 – Средние затраты на ликвидацию одной аварии и количество разлитой нефти (жидкости) в зависимости от диаметра трубопровода.

Диаметр, мм	Затраты, руб		Количество разлитой нефти, т / жидкости, м <sup>3</sup>	
	нефтепроводы	водоводы	нефтепроводы	водоводы
114	1159,00	—	0,0886	—
159	5632,12	—	0,1950	—
168	3129,68	6179,6	0,2630	515
219	7820,18	—	1,1078	—
273	7902,77	—	2,2860	—
325	5282,49	—	0,1312	—
426	11604,49	11932,81	0,1375	180
530	57124,08	5711,27	5,0200	1300

Каждая авария на трубопроводах систем нефтесбора и ППД приводит к замасированности в среднем 25-50 м<sup>2</sup> территории (рис. 9, 10).

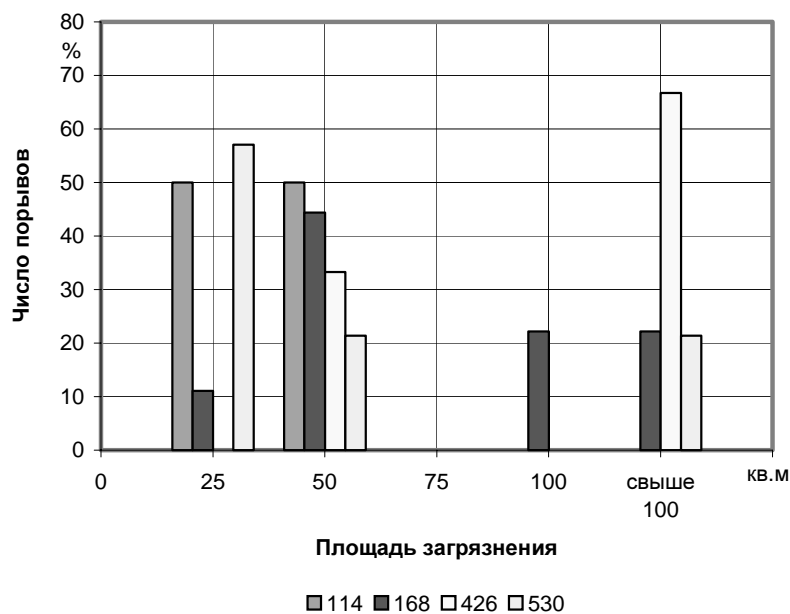


Рис. 9 - Площадь загрязнения при авариях водоводов системы ППД Южно-Ягунского месторождения НГДУ «Когалымнефть»



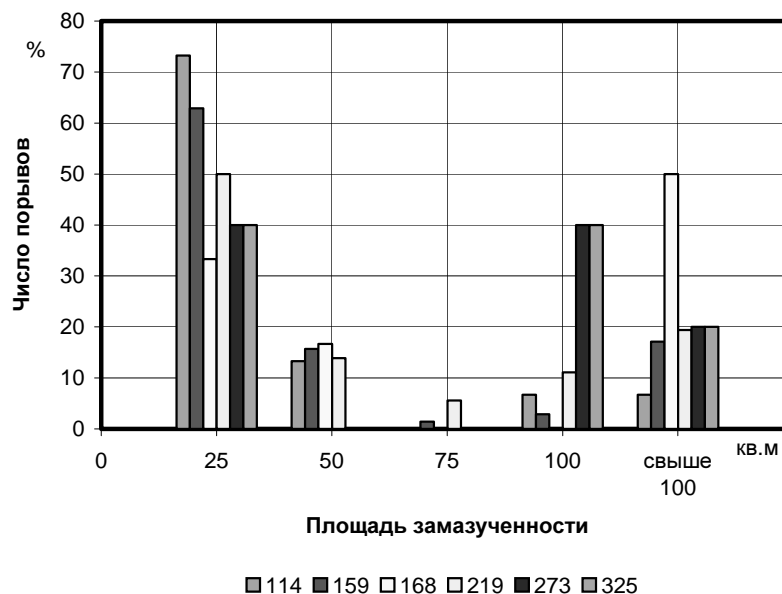


Рис. 10 - Площадь замазученности при авариях трубопроводов системы нефтесбора

В настоящее время хорошо известно, что стабильность экологической обстановки на нефтегазодобывающих предприятиях и прилегающих к ним территориях во многом определяется эффективностью проводимых противокоррозионных мероприятий. При этом научно обоснованная и технически грамотно организованная ингибиторная защита металла внутренней поверхности трубопроводов от коррозии позволяет существенно повысить их надежность, долговечность и промышленную безопасность.

Наиболее широкое применение на Южно-Ягунском месторождении НГДУ «Когалымнефть» нашли ингибиторы коррозии марки ХПК «Когалымского завода химреагентов» (табл. 5).

Таблица 5 – Сведения о марках ингибиторов коррозии, применяемых на Южно-Ягунском месторождении НГДУ «Когалымнефть» и объемах их закачки на анализируемой временной базе

Ингибитор	Объем закачки по годам, т						Всего
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	
СНПХ-6301	108	141					249
СНПХ-6014	347	388,08	59,58				794,66
ТХ-1153		3,12	29941,4	27054,8			56999,32
ХПК-002			29941,4	11132,52			41073,92
ХПК-002(М)Ф					329,3895	78,6543	408,0438
ХПК-002(В)					16,3975	7,1802	23,5777
ХПК-002(А)						87,5108	87,5108
ХПК-002 Ю.Я.						30,0000	30
Итого по годам	455	532,2	59942,38	38187,32	345,787	203,3453	99666,032

Протяженность трубопроводов, защищаемых ингибиторами коррозии, достигла своего максимального значения в 1998 г. и сохранялась на этом уровне до 2000 г. В 2001 г. на ряде участков трубопроводов подача ингибитора коррозии была прекращена (рис. 11).

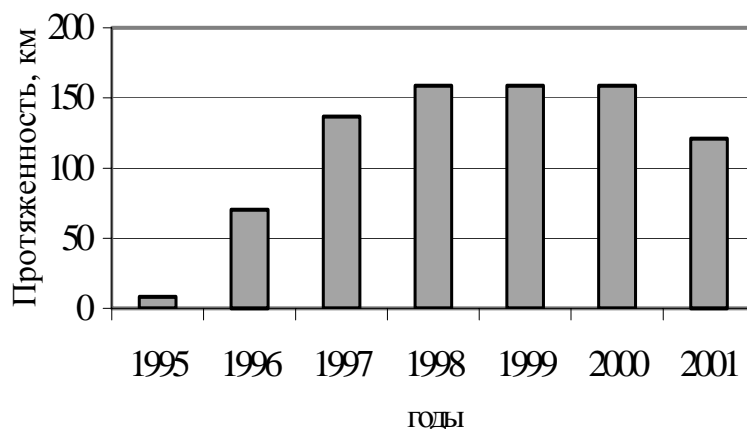


Рис. 11 – Динамика изменения протяженности трубопроводов, защищаемых ингибиторами коррозии

При анализе рис. 6 и 11 не была отмечена положительная корреляция между увеличением протяженности трубопроводов, защищаемых ингибиторами коррозии и их аварийностью. Это свидетельствует о неэффективности применяемых ингибиторов коррозии в перекачиваемых средах Южно-Ягунского месторождения, т.к. коррозия в них имеет ряд характерных особенностей.

Повышение содержания коагулированных взвешенных частиц (КВЧ) в сточной воде в большинстве случаев увеличивает скорость коррозии нижних купонов образцов-свидетелей (табл. 6). В случаях, когда такая зависимость не прослеживается, возможно, имеет место лишь кратковременное действие КВЧ по отношению к сроку экспозиции образцов-свидетелей (25...30 суток), либо содержание наиболее грубых частиц в этот период было незначительным. Необходимо также отметить, что при определении скорости коррозии в трубопроводах существенное влияние оказывают продукты коррозии и солеотложений, точное количественное содержание которых практически невозможно определить.

Таблица 6 – Результаты замеров концентрации КВЧ и скорости коррозии

№ п.п.	Период испытаний	Средняя скорость коррозии по образцу, мм/год	Скорость коррозии нижних купонов, мм/год	Среднее содержание КВЧ, мг/л (за период испытаний)
КНС-3				
1.	4.09.00-3.10.00	0,2936	1,1061	37,40
2.	4.12.00-16.01.01	0,0606	0,1108	22,00
3.	7.02.01-11.03.01	0,0917	0,0259	27,00
4.	23.04.01-23.05.01	0,1443	0,2042	12,50
5.	25.05.01-18.06.01	0,3113	0,4507	6,97

Продолжение таблицы 6

КНС-4				
6.	17.02.00-17.03.00	0,0202	0,0162	22,00
7.	11.05.00-13.06.00	0,2735	0,1035	30,00
8.	4.09.00-3.10.00	0,0267	0,0441	32,60
9.	4.12.00-16.01.01	0,0249	0,0357	18,00
10.	7.02.01-11.03.01	0,1412	0,0782	11,40
11.	23.04.01-23.05.01	0,1939	0,6627	15,40
12.	23.05.01-18.06.01	0,3224	0,3474	8,62
КНС-5				
13.	4.09.00-3.10.00	0,0212	0,0227	17,00
14.	4.12.00-16.01.01	0,2152	0,8725	37,50
15.	7.02.01-11.03.01	0,3159	0,0166	23,00
16.	23.04.01-23.05.01	0,3475	0,4667	7,40
17.	23.05.01-18.06.01	3,0856	11,5640	37,60

Был проведен подбор статистической модели, наиболее полно отражающей зависимость скорости коррозии нижних купонов от содержания КВЧ, которая имеет следующий вид:

$$Y = 7,61 + 1,71X$$

где Y – скорость коррозии, мм/год;

X – концентрация КВЧ, мг/л.

Выводы:

1. Проведено обобщение статистических данных по аварийности трубопроводов систем нефтесбора и ППД на примере Южно-Ягунского месторождения НГДУ «Когалымнефть» и установлено:

- взаимосвязь изменения агрессивности перекачиваемых сред со стадиями разработки месторождения;
- масштабы, особенности и последствия разрушения трубопроводов в зависимости от их назначения;
- влияние ингибиторной защиты на динамику аварийности трубопроводов систем нефтесбора и ППД.

2. Выявлено, что основной причиной отказов нефтепромысловых трубопроводов Южно-Ягунского месторождения является коррозионно-эрозионное разрушение металла трубы.

3. Оценено влияние концентрации КВЧ на скорость коррозии металла внутренней поверхности низконапорных водоводов системы ППД и подобрана статистическая модель, наиболее полно отражающая данную зависимость.

4. Определена необходимость применения противокоррозионных мероприятий, альтернативных ингибиторной защите, т.к. последняя не обеспечивает достижения требуемого эффекта.