

Анализ эксплуатации промысловых трубопроводов Ватьеганского месторождения НГДУ «Повхнефть»

Инюшин Н.В., Шайдаков В.В., Емельянов А.В., Чернова К.В.
(ТПП «Когалымнефтегаз», Уфимский Государственный Нефтяной
Технический Университет)

На Ватьеганском месторождении НГДУ «Повхнефть» по состоянию на 01.01.2001 года находится в эксплуатации около 900 км трубопроводов различного назначения и диаметра. 30% из них составляют нефтесборные трубопроводы; 9,9% - напорные нефтепроводы от дожимной насосной станции (ДНС) до магистрального нефтепровода; 12,5% - внутриплощадочные нефтепроводы; 43% и 4,6% - высоконапорные и низконапорные водоводы соответственно.

Более 45% трубопроводов находится в эксплуатации свыше 10 лет (рис. 1).

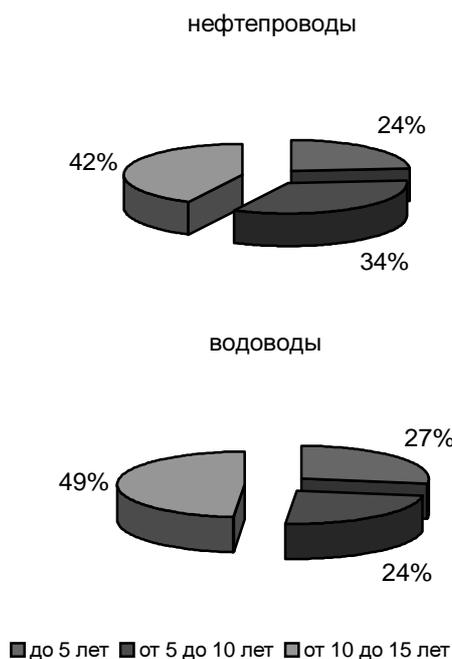


Рис. 1 –Возрастной состав трубопроводов.

Надежность нефтепромысловых трубопроводов снижается по причине воздействия коррозионно-активных перекачиваемых жидкостей на металл труб. По трубопроводам системы нефтесбора перекачивается скважинная продукция, добываемая на Ватьеганском месторождении НГДУ «Повхнефть», где выделено пять основных самостоятельных продуктивных пластов: АВ1/2, БВ1, АВ8, АВ3, ЮВ1. Средняя глубина залегания пластов составляет соответственно 1935, 2730, 2278, 1942 и 2831 м.

Таблица 1 – Параметры пластов Ватъеганского месторождения

Наименование пласта	Газовый фактор, м ³ /м ³	Плотность нефти, г/см ³	Плотность воды, г/см ³	Давление насыщения, МПа	Вязкость нефти, МПа сек.	Температура пласта, °С	Содержание азота, %	Плотность газа, г/см ³
АВ1/2	40	0,860	1,013	8,4	2,47	64	2,6	0,628
АВ3	40	0,860	1,013	8,4	2,47	64	2,6	0,628
АВ6	44	0,839	1,012	7,7	2,48	68	0	0
АВ7	44	0,863	1,014	7,7	3,00	71	2,6	0,628
АВ8/1	43	0,844	1,014	8,0	1,69	71	2,6	0,766
АВ8/2	43	0,844	1,014	8,0	2,90	71	2,4	0,677
БВ1	33	0,863	1,013	7,6	2,07	73	2,6	0,692
БВ6/2	50	0,831	1,012	8,8	2,60	78	2,6	0,744
БВ7/1	50	0,831	1,016	8,8	2,60	80	2,4	0,744
БВ10	78	0,839	1,015	9,9	0,75	80	2,4	0,706
АЧ2	78	0,839	1,012	9,9	0,75	80	3,7	0,792
ЮВ1	78	0,833	1,019	9,9	1,75	90	3,4	0,819

Наибольшей продуктивностью обладает пласт АВ1/2. (рис. 2) Пласты



АВ1/2, АВ3 и АВ8/1 имеют обводненность более 70 % (рис. 3).

Рис. 2 – Отношение дебитов пластов к общему объему добычи (по состоянию на 2001 г.)

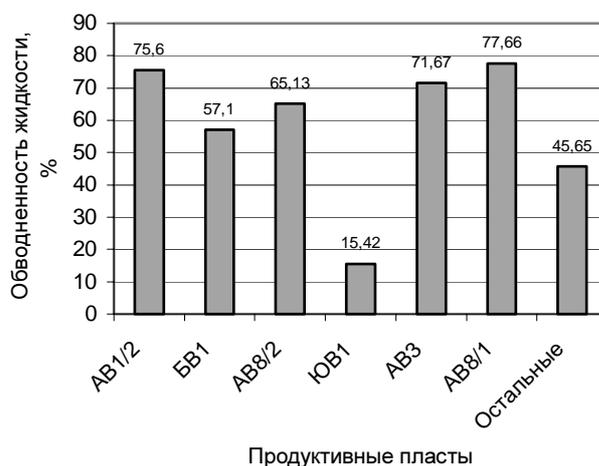


Рис. 3 – Средняя обводненность жидкости по пластам (по состоянию на 2001 г.)

В последнее десятилетие на Ватьеганском месторождении наблюдается прогрессирующий рост обводненности (см. рис. 4). Обводненность за анализируемый период увеличилась в среднем на 50 %.

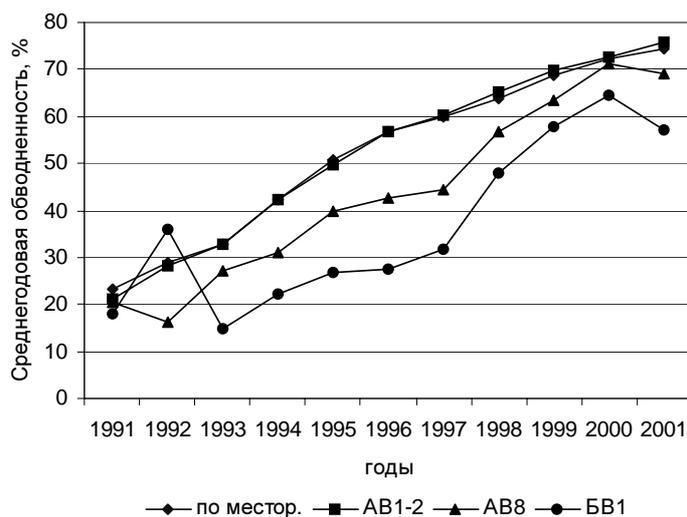


Рис. 4 – Динамика обводненности пластов Ватьеганского месторождения

С увеличением глубины залегания пластов минерализация пластовых вод увеличивается от 19,39 (АВ3) до 27,16 г/л (ЮВ1). Основной вклад в формирование минерализации вносит хлор-ион (табл. 2).

Таблица 2 – Средний состав пластовых вод Ватьеганского месторождения

Пласт	Химический состав, мг/л						Минерализация, мг/л
	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	
АВ1/2	12309,30	11,45	218,39	837,27	93,23	7210,60	20692,38
БВ1	12390,24	7,98	390,70	899,97	66,54	7292,10	21072,24
АВ8	13642,71	6,26	447,37	1439,86	159,16	7353,84	23056,70
АВ3	12153,12	12,67	176,63	855,72	80,23	7081,60	19397,71
ЮВ1	15865,30	13,40	567,30	742,62	88,48	9870,25	27163,54

Концентрация бикарбонат-ионов в водах пластов ЮВ1 и АВ8 существенно выше, чем в водах других пластов (табл. 2). Поскольку поступление ионов HCO_3^- в раствор происходит за счет диссоциации угольной кислоты, высокими будут и значения концентрации в этих пластах растворенного углекислого газа, способствующего протеканию углекислотной коррозии.

Многочисленные анализы показывают, что сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) обнаружены по всей технологической цепочке добычи, подготовки и транспорта нефти и воды, в том числе в призабойных зонах пласта нагнетательных скважин. В среднем содержание СВБ в перекачиваемых средах Ватъеганского месторождения составляет 10^5 - 10^6 клеток/мл. По современным представлениям, наиболее благоприятные условия для сульфатредукции в нефтяных пластах создаются при температуре 35-40 °С в присутствии углеводородокисляющих бактерий, продукты жизнедеятельности которых служат источниками питания для СВБ, и наличии достаточного количества сульфатов. Температурные условия в пластах Ватъеганского месторождения (табл. 1) намного превышают оптимальные температуры развития СВБ, в связи с чем сульфатредукция может протекать в призабойных зонах нагнетательных скважин, охлажденных закачиваемой водой. С увеличением объемов закачки воды, количество таких зон, как и их общий объем, должно увеличиваться. Объем закачки воды по годам увеличивается (рис. 5), и, как следствие, происходит интенсификация процесса сульфатредукции в заводняемых пластах.

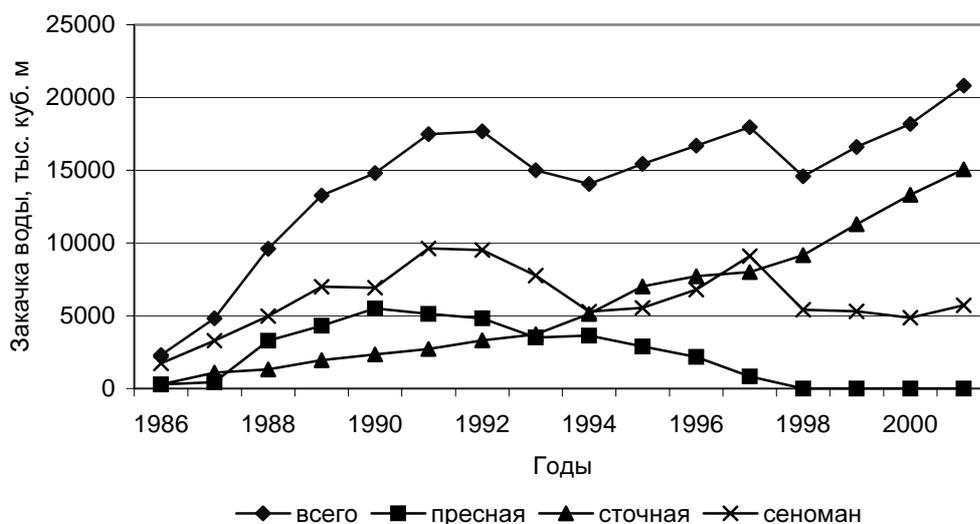


Рис. 5 – Изменение объема закачки воды по годам

С 1991 по 2001 год на Ватъеганском месторождении НГДУ «Повхнефть» произошло 249 порывов нефтепроводов. Данные по порывам на водоводах име-

ются только за период с 1998 по 2001 год, их количество составило 41. В период с 1997 по 2000 год отмечено резкое увеличение числа порывов как на нефтепроводах, так и на водоводах, а в 2001 году в динамике аварийности наблюдался незначительный спад (рис. 6). Аналогичная закономерность прослеживается и для удельной аварийности трубопроводов (рис. 7).

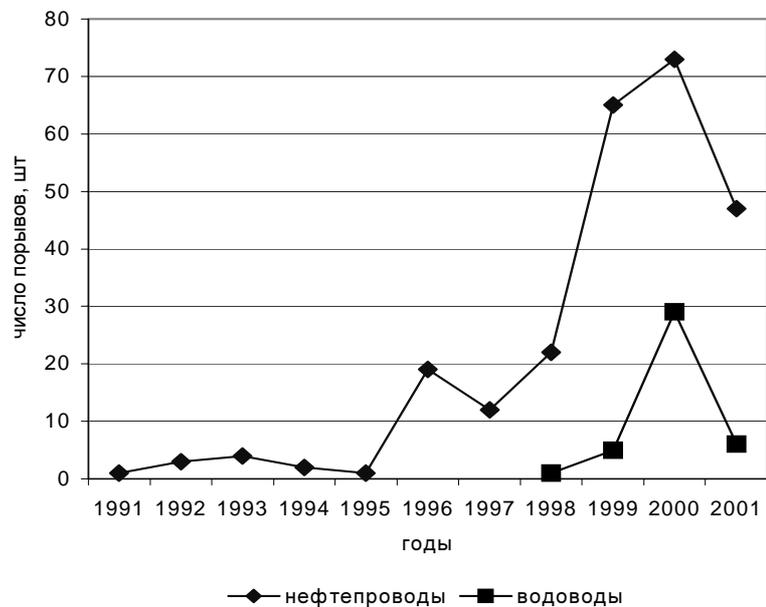


Рис. 6 – Динамика аварийности трубопроводов



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

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

нефтесборные трубопроводы – 0,074 шт/год км;

напорные нефтепроводы – 0,026 шт/год км;

низконапорные водоводы – 0,084 шт/год км;

высоконапорные водоводы - 0,017 шт/год км.

Высокие значения удельной аварийности нефтесборных трубопроводов и низконапорных водоводов во многом обусловлены режимами течения жидкости в них. Поскольку в трубопроводах данного назначения, как правило, низкие скорости течения, создаются условия для выноса из потока мехпримесей с последующим их осаждением на стенках труб, что стимулирует коррозионный процесс. Поскольку основная масса нефтесборных трубопроводов имеет диаметр 159 мм, а низконапорных водоводов - 426 мм, это объясняет тот факт, что наибольшая удельная аварийность наблюдается на трубопроводах данных диаметров (табл. 3).

Таблица 3 – Удельная аварийность трубопроводов в зависимости от их диаметров

Диаметр, мм	Удельная аварийность, шт/год км	
	нефтепроводы	водоводы
114	0,012	0,010
159	0,103	—
168	0,038	0,012
219	0,049	0,030
273	0,054	0,034
325	0,045	—
426	0,024	0,250

Аварии на трубопроводах наносят значительный экономический и экологический ущерб. В среднем ликвидация одной аварии на нефтепроводе обходится в 60-70 тыс. руб., при этом разливается от 0,11 до 0,5 т. нефти. Общие же затраты на ликвидацию аварий в системе нефтесбора Ватъеганского месторождения НГДУ «Повхнефть» за период с 1991 по 2001 год составили 10346,833 тыс. руб.

Таблица 4 – 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 ³	
	нефтепроводы	водоводы	нефтепроводы	водоводы
114	16315,10	7168,25	0,14	21,6
159	17708,10	—	0,142	—
168	38205,77	4379,70	0,142	18,56
219	71360,99	6137,46	0,381	18,35
273	15993,93	5602,52	0,11	106,00
325	113109,76	—	0,22	—
426	25840,26	8443,6	0,5	20,75

Самыми высокими являются затраты на ликвидацию аварий на нефтепроводах диаметром 325 и 219 мм и водоводах диаметром 114 и 426 мм. Наибольшим количеством разлитой нефти (жидкости) характеризуются нефтепроводы диаметром 219 и 426 мм и водоводы диаметром 114 и 273 мм (см. табл. 4). Количество аварий на трубопроводах в последние годы резко возросло (см. рис. 6) и каждая из них приводит к загрязнению в среднем 25-50 м² территории. Около 15% аварий ведет к загрязнению значительно больших площадей (до 100 м² и более) (см. рис. 8 и 9).

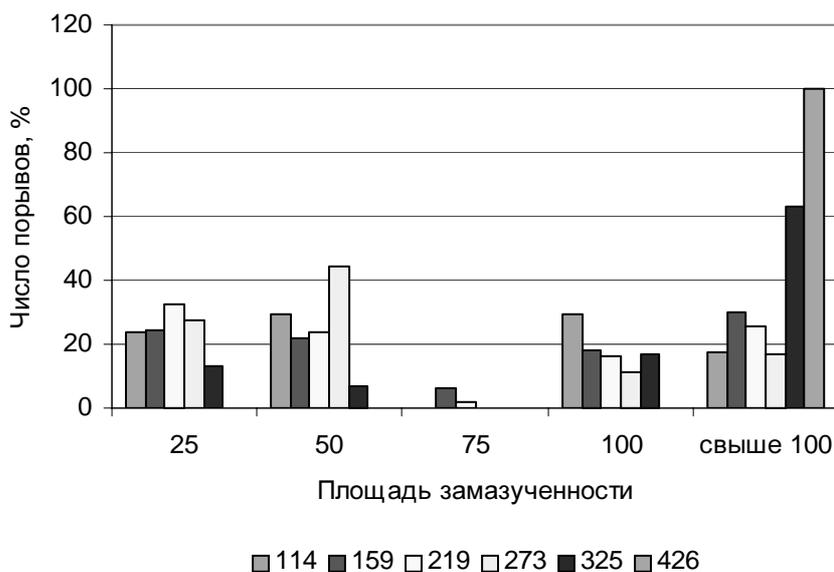


Рис. 8 – Площадь замазученности при аварии трубопроводов системы нефтесбора Ватъеганского месторождения НГДУ «Повхнефть»

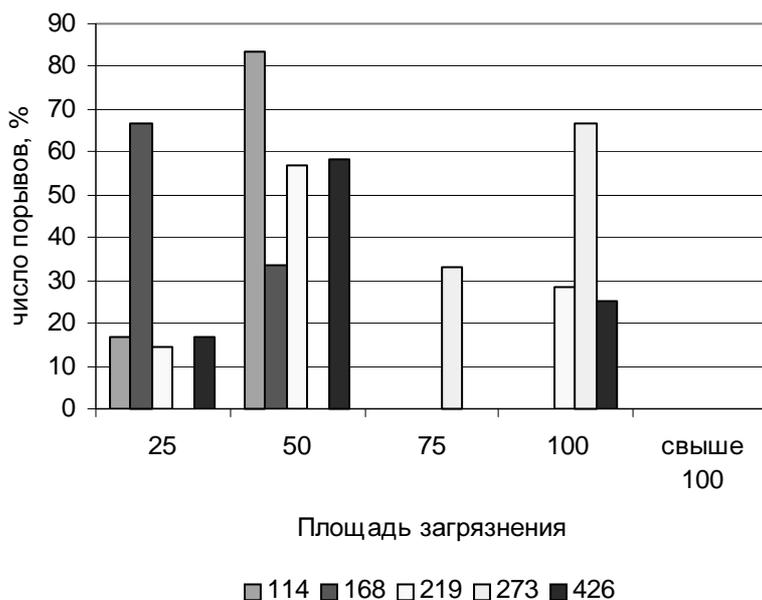


Рис. 9 – Площадь загрязнения при аварии трубопроводов системы ППД Ватъеганского месторождения НГДУ «Повхнефть»

Большое значение для экологической обстановки на нефтегазовых предприятиях имеет эффективность противокоррозионных мероприятий (в частности, использование ингибиторов коррозии). На Ватьеганском месторождении НГДУ «Повхнефть» применение ингибиторной защиты было начато в 2001 г. Протяженность участков трубопроводов, защищаемых ингибитором коррозии ХПК-002А, составляет 22,9 км при годовом объеме закачки 322,8472 т. В настоящее время оценить эффективность применяемого ингибитора коррозии по удельной аварийности (рис. 7) не представляется возможным в связи с отсутствием ретроспективных данных о его использовании. Хотя в 2001 году и наблюдается резкое снижение удельной аварийности низконапорных водоводов (см. рис. 7), это не может быть связано только с применением ингибитора коррозии. Причиной отмеченного спада может быть и ослабление воздействия ряда факторов, влияющих на скорость коррозии металла труб. К этим факторам можно отнести обводненность, наличие механических примесей, коагулированных взвешенных частиц (КВЧ), расслоение водонефтяных эмульсий при определенных гидродинамических режимах течения.

Для месторождений ГПП «Когалымнефтегаз» характерны отказы трубопроводов по причине коррозии, носящей локальный характер и развивающейся по нижней образующей трубы (рис. 10).

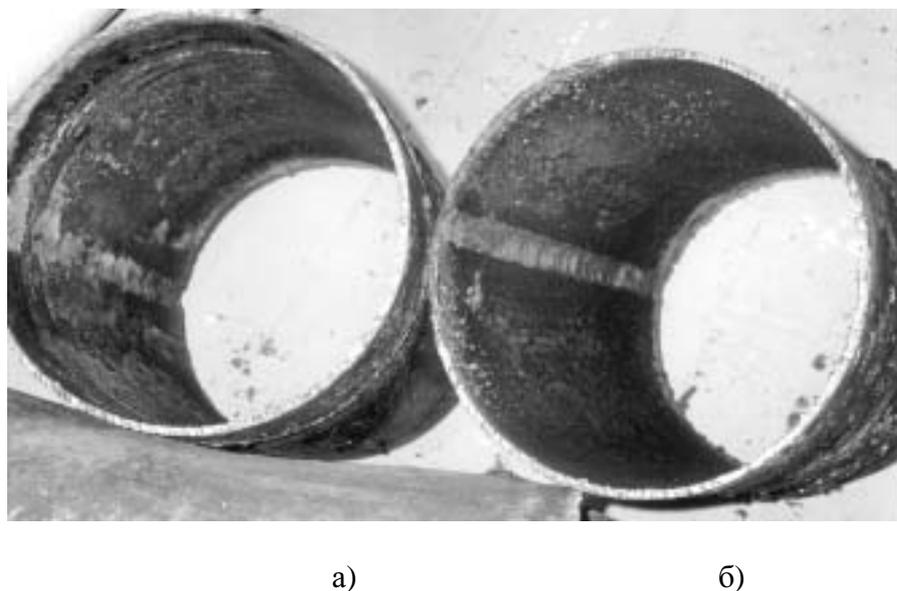


Рис. 10 – Образцы трубопроводов с язвенной (а) и канавочной (ручейковой) (б) коррозией.

Одним из эффективных методов повышения надежности трубопроводов систем сбора и транспорта обводненной нефти может быть транспортирование продукции скважин в эмульсионной структурной форме и удаление водных скоплений. Но при высокой обводненности (70 % и более, см. рис. 4) даже высокоскоростные потоки не могут приводить к антикоррозионным (полностью эмульсионным) режимам течения жидкости. В результате этого возникает необходимость применения, наряду с ингибиторной защитой, новых противокоррозионных мероприятий, направленных на снижение локальных видов коррозионных повреждений, которые характерны для Ватьеганского месторождения НГДУ «Повхнефть».