

На правах рукописи

ГОРОШКО Светлана Анатольевна



**ВЛИЯНИЕ ИНГИБИТОРОВ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯ НА
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРАНСПОРТА ГАЗОВОГО
КОНДЕНСАТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ПРИБРЕЖНОЕ»**

02.00.13 – нефтехимия

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата химических наук

Краснодар - 2003

Работа выполнена в Кубанском Государственном технологическом университете.

Научный руководитель: доктор технических наук,
профессор Ясьян Ю.П.

Официальные оппоненты: доктор химических наук,
профессор Грабовский Ю.П.
кандидат химических наук
Горлов С.Г.

Ведущая организация: Астраханский научно-исследовательский и проектный институт газа.

Защита состоится " 18 " ноября 2003 года в 14 час. на заседании диссертационного Совета Д 212.100.01 по химическим наукам в Кубанском Государственном технологическом университете по адресу: 350006 Краснодар, ул. Красная 135, ауд. 174.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке КубГТУ по адресу: 350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2, корп. «А».

Автореферат разослан "15" октября 2003г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
канд. хим. наук, доцент

Н.Д. Кожина



2003-A
16255

Общая характеристика работы

Актуальность проблемы. Газовый конденсат месторождения «Прибрежное» Краснодарского края является высокопарафинистым, поэтому его добыча и транспорт осложнены отложением смолопарафиновых веществ на внутренней поверхности трубопроводов и образованием стойких водонефтяных эмульсий. Аналогичные проблемы имеют место и на других газоконденсатных месторождениях края и России. Применяемый в настоящее время на месторождении «Прибрежное» и широко используемый на других месторождениях метод борьбы с парафиноотложением путем промывки трубопровода горячим бензином экономически малоэффективен. Альтернативным способом решения проблемы является химический метод, основанный на применении ингибиторов смолопарафиновых отложений. Однако, отсутствие в России широкомасштабного производства соответствующих присадок и высокие цены на импортные реагенты ограничивают возможности его применения. В связи с вышесказанным, расширение ассортимента ингибиторов смолопарафиновых отложений путем создания композиций на основе доступного сырья с использованием безотходной технологии их получения, реализуемой непосредственно на месторождении является актуальным.

Цель работы. Целью настоящей работы являлось изучение возможности применения химических реагентов для борьбы с парафиноотложением на месторождении «Прибрежное»; разработка оптимального ингибирующего состава; изучение влияния разработанного состава на процессы первичной подготовки газового конденсата.

Научная новизна. Предложена классификация химических реагентов – ингибиторов парафиноотложения по полярности (растворимости).



Изучен химический состав парафиновых отложений и природных стабилизаторов водонефтяной эмульсии. Показано, что в образовании бронирующих оболочек на каплях воды принимают участие высокомолекулярные парафиновые углеводороды $C_{28} - C_{51}$, придающие эмульсии агрегативную устойчивость. Установлено, что для разрушения водонефтяной эмульсии с таким типом стабилизаторов эффективным является применение дезэмульгаторов на основе высокомолекулярных ПАВ, сформулированы основные требования к структуре цепочек и функциональных групп молекул эффективных ПАВ.

Установлено, что механизм действия водных растворов полимеров в процессе ингибирования парафиноотложения заключается в образовании многочисленных дополнительных центров кристаллизации для парафинов в объеме конденсата, что снижает количество парафиновых отложений на поверхности трубопровода.

На основе существующих взглядов о механизмах действия различных классов ингибиторов парафиноотложения, и с учетом особенностей физико-химических свойств продукции скважин, подобраны эффективные реагенты для борьбы с парафиноотложением на месторождении «Прибрежное».

Практическое значение и реализация результатов работы.

На основе комплекса проведенных исследований подобраны эффективные составы для борьбы с парафиноотложением на месторождении «Прибрежное», разработан состав для гидрофилизации внутренней поверхности трубопровода. Разработана комплексная технология борьбы с парафиноотложением на месторождении.

Апробация работы. Материалы диссертации были доложены и обсуждены на конференциях:

IV Всероссийская конференция по анализу объектов окружающей среды «Экоаналитика – 2000» с международным участием. (Россия, Краснодар, 2000 г.).

XVI Международная конференция молодых ученых «Успехи в химии и химической технологии». (Москва, РХТУ им. Д.И.Менделеева, 2002 г.).

Публикации. По результатам проведенных исследований опубликованы 6 научных статей и тезисы 2 докладов, подана одна заявка на изобретение.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, шести глав, заключения, списка использованной литературы и 6 приложений. Работа изложена на 162 страницах машинописного текста и содержит 20 таблиц, 21 рисунок и библиографию из 131 наименований.

Основное содержание работы

В первой главе представлен обзор научной литературы, посвященный современным методам борьбы с парафиноотложением с критической оценкой их достоинств и недостатков. Проведена систематизация химических реагентов, используемых в качестве ингибиторов парафиноотложения и предложена классификация их по полярности и молекулярной массе (схема 1).

Во второй главе приведены характеристики используемых реагентов, описаны методики анализа продукции скважин месторождения, методики проведения эксперимента. Приведена схема экспериментальной установки.

В третьей главе приведены результаты анализа физико-химических свойств газового конденсата, пластовых вод, парафиновых отложений и стабилизаторов водо-нефтяной эмульсии. Фракционный состав газового конденсата, результаты определения группового состава и основные физико-химические показатели приведены на рис. 1 и в табл. 1 и 2. Из приведенных данных видно, что исследуемый конденсат легкий, малосернистый, парафинистый.

Пластовые воды месторождения «Прибрежное» являются практически нейтральными, мягкими.

Анализ образца смоло-парафиновых отложений показал, что в их составе содержатся парафиновые углеводороды, смолы и механические примеси. Парафиновый комплекс отложений представлен четырьмя фракциями парафиновых соединений: 1 фракция (26,7 % масс.) – это масла, вовлеченные в состав смолопарафиновых отложений и выделенные смесью растворителей петролейный эфир-бензол; 2 фракция (27% масс.)– предположительно разветвленные соединения, имеющие длинные, возможно окисленные, алкановые заместители, выделена хлороформом.

Схема 1



Рис. 1. Фракционный состав газового конденсата

Таблица 1

Групповой углеводородный состав конденсата м.р. "Прибрежное"

Наименование фракций	Содержание фракций, %	
	1988 год	2000 год
Ароматические углеводороды	11,81	13,2
Парафиновые углеводороды	59,64	58,0
Нафтеновые углеводороды	20,33	26,1

Таблица 2

Физико – химические свойства конденсата м.р. "Прибрежное"

Показатели	Значения
Плотность ρ_4^{20}	0,7797
Температура застывания, °С	-10
Содержание, %:	
смола	4,27
парафина	8
серы	0,4

3 фракция (20% масс.) – парафины с температурой плавления менее 60⁰С, легко растворимые в обычных углеводородных растворителях - бензине, газовом конденсате - при температуре 40-50⁰С; 4 фракция (18 % масс.) - тугоплавкие, с температурой плавления 80-90⁰С парафины, плохо растворимые в обычных углеводородных растворителях даже при нагревании.

Изучение состава природных стабилизаторов эмульсии показало наличие в их составе в основном парафиновых углеводородов, отличаются широким интервалом молекулярных масс, и небольшого количества смол. Основная часть парафинов растворяется в ССl₄, имеет мазеобразную консистенцию при комнатной температуре, т.е можно сказать, что в этой части сконцентрированы парафины не выше С₂₀. Другая часть парафинов за счет высокой молекулярной массы не растворяется в ССl₄, а концентрируется на границе разде-

ла фаз. При комнатной температуре кристаллизуется в виде нитевидных кристаллов. Согласно термограмме, включает углеводороды с интервалом температур плавления $60^{\circ}\text{C} - 90^{\circ}\text{C}$ ($\text{C}_{28} - \text{C}_{31}$). Мы предполагаем, что именно эта часть парафиновых углеводородов обеспечивает высокую агрегативную устойчивость эмульсии.

Четвертая глава посвящена изучению процесса парафинизации и влиянию на него различных факторов, а также изучению возможности борьбы с парафиноотложением на месторождении «Прибрежное» химическими методами.

Результаты изучения влияния обводненности конденсата и pH пластовых вод на интенсивность парафиноотложения, представлены графически на рис. 2 и 3. Интересен тот факт, что повышение pH пластовых вод в щелочной области способствует усилению парафинизации металлической поверхности, хотя согласно литературным данным, для нефтей наблюдается обратная зависимость – снижение парафиноотложения в области pH пластовых вод 9-10.

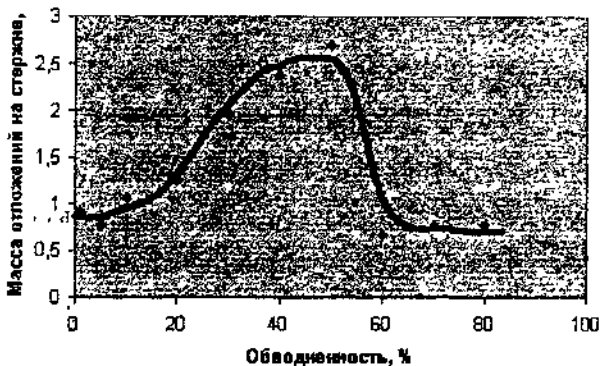


Рис. 2. Влияние обводненности конденсата на интенсивность парафинизации.

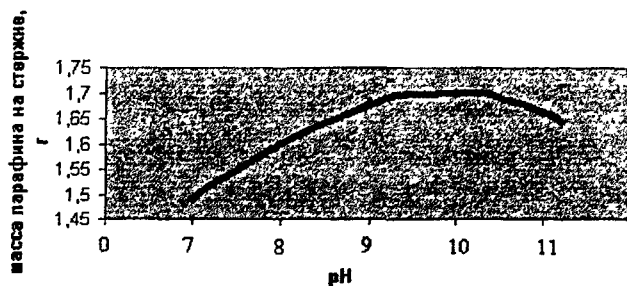


Рис. 3. Влияние pH пластовых вод на интенсивность парафинизации.

Для подбора растворителя для удаления смолопарафинового осадка из конденсаторов определяли растворяющую способность различных углеводородных растворителей относительно естественных отложений газового конденсата. Полученные результаты показали, что на данном месторождении целесообразно применять растворители, имеющие в своем составе ароматические углеводороды и легкие углеводородные фракции. В качестве таких растворителей можно рекомендовать, реагенты СНПХ-1р-1 и СНПХ-7р-2.

Определена эффективность водных растворов ПАВ по отмыву металлической поверхности от остатков отложений парафина, после удаления основной их массы помощью растворителей (таблица 4).

Таблица 4

ПАВ	Эффективность отмыва, %
Дистиллированная вода	37,8
Оксигетилированные алкилфенолы	65,0
ФК 2000 ПЛЮС	62,2
ПКД	45,4

Сравнивая результаты опытов можно сделать вывод, что при использовании неионогенных ПАВ – алкилфенолов и содержащей алкилфенолы присадки ФК 2000 ПЛЮС – отмыв слоя парафиновых отложений происходит значительно эффективнее, чем при исполь-

зовании ионогенных ПАВ, входящих в состав ПКД. Замечено, что повышение эффективности процесса отмыва происходит в ряду АФ-9-10, ФК 2000 Плюс, ПКД симбатно с краевым углом смачивания.

Во второй части четвертой главы приведены результаты лабораторных исследований по выбору эффективных составов ингибиторов.

С химической точки зрения существуют два направления решения проблемы парафиноотложения: гидрофилизация внутренней поверхности трубопровода и использование ингибиторов парафиноотложения, подаваемых непосредственно в продукцию скважин.

Для реализации первого направления борьбы с парафиноотложением используются следующие классы соединений:

- I.1. Нефтерастворимые полимерные соединения.
- I.2. Нефтерастворимые ПАВ и естественные ПАВ нефти.
- I.3. Водорастворимые полимерные гели средней вязкости.
- I.4. Водорастворимые ПАВ.

Второе направление борьбы с запарафиниванием трубопроводов реализуется путем применения водорастворимых соединений:

- II.1. Водорастворимых полимеров;
- II.2. Водорастворимых ПАВ, и их композиций.

Лабораторными исследованиями, согласно разработанной классификации, была оценена эффективность следующих классов ингибиторов: нефте- и водорастворимых ПАВ, естественных ПАВ нефти, нефте- и водорастворимых полимеров. Полученные результаты представлены в таблицах 5, 6, 7, 8. Из приведенных результатов экспериментов видно, что применение нефтерастворимых полимеров (депрессоров), для борьбы со смолопарафиновыми отложениями, характеризующимися широким разбросом молекулярных масс, не эффективно. Поскольку особенностью газового конденсата

**I. Эффективность ингибиторов парафиноотложения
Нефтерастворимые поверхностно-активные вещества**

Таблица 5

Наименование реагента	Величина добавки, г/т.	Эффективность, %
СЖК	50	20
	150	47
	300	23
ОММ	50	отр.
	150	38
	300	22
СНПХ-7212	50	23
	100	45
	150	30
Фосфатидный концентрат	50	30
	150	70
	300	60

Водорастворимые поверхностно-активные вещества

Таблица 6

Наименование реагента	Величина добавки, %масс	Эффективность, %
СНПХ 4410	100	15
	300	65
	500	50
ФК200 ПЛЮС	100	20
	300	75
	500	39.5
ОП 10	100	35
	300	45
	500	22

Водные полимерные гели.

Таблица 7

полимер	Концентрация полимера в воде, %	Концентрация состава в конденсате, %	Эффективность %
1	2	3	4
ПАА	0,01	0,05	50,2
		0,10	48,3
		0,15	56,0
	0,03	0,05	61,4
		0,10	50,9
		0,15	49,0
	0,05	0,05	13,3
		0,10	24,8
		0,15	8,8
КМЦ	2,5	0,05	39,6
		0,10	56,7
		0,15	45,1
	5,0	0,05	47,1
		0,10	52,7
		0,15	63,1
		0,20	55,8
	10,0	0,05	15,6
		0,10	отр.
		0,15	6,9
		0,20	отр.
		0,20	отр.
ПВС	0,03	0,05	57,1
		0,10	61,6
		0,15	24,7
	0,06	0,05	62,5
		0,10	54,3
		0,15	47,2
	0,13	0,05	42,0
		0,10	37,9
		0,15	36,6

Нефтерастворимые полимерные вещества.

Таблица 8

Наименование реагента	Величина добавки, г/т.	Эффективность, %
Dipersogen V 4970	50	10
	100	21
	150	15
Полиметилакрилат ПМА-Д	50	23
	100	45
	150	30
Полиэтилен	50	33
	100	50
	150	12
Dodiwax 4500	50	отр.
	100	отр.
	150	отр.

является малое количество смол, то достаточно высокую эффективность ингибирующего действия проявили нефтерастворимые ПАВ - фосфолипиды. За счет высокой обводнённости (выше 15-20%) конденсата эффективным оказалось введение водорастворимых ПАВ (ФК 2000 ПЛЮС), повышающих отмывающую способность нефтеводного потока. Эффективность ингибирующего действия водных растворов полимеров (ВРП) средней вязкости достигает 63 %. Дополнительными исследованиями установлено, что механизм действия ВРП в процессе ингибирования парафиноотложения заключается в образовании многочисленных дополнительных центров кристаллизации.

II. Эффективность гидрофилизирующих составов

Гидрофилизирующие свойства ВРП определяли методом холодного цилиндра и по изменению работы адгезии.

Для исследований взяты следующие образцы ПАА:

ПАА₁ – гидролизированный ПАА, $M_n \approx 4$ млн., степень гидролиза 10%.

ПАА₂ – гидролизированный ПАА, $M_n \approx 4$ млн., степень гидролиза 30%.

ПАА₃ – гидролизированный ПАА, $M_n \approx 10$ млн., степень гидролиза 20%.

ПАА₄ – аммиачный ПАА, $M_n \approx 300$ тыс.

Вначале были исследованы гидрофилизующие свойства ВРП различной концентрации (таблица 9).

Таблица 9

Образец полимера	Концентрация раствора полимера, % масс.	Масса отложений, г.	Эффективность, %
Чистый стержень		2,731	
ПАА ₁	0,25	0,580	78,8
ПАА ₂	0,25	1,054	61,4
ПАА ₃	0,25	0,706	74,1
ПАА ₄	1,25	0,894	67,2
КМЦ	1	0,672	75,4
ПВС	1	0,487	82,2

Визуальные наблюдения показали, что ВРП в области изученных концентраций обладают высокой сцепляемостью с охлажденной металлической поверхностью. Пленка полимера на металле образуется в течение 15-30 мин. Образовавшийся на стержне слой парафиновых отложений имеет очень слабую адгезию к полимерной пленке и легко смывается водой. В качестве модификаторов гидрофилизующих водных растворов полимеров были испытаны жидкое стекло (метасиликат натрия), хорошо зарекомендовавшее себя в смачивающих композициях и ПАВ. Полученные результаты дают основание считать, что все рассмотренные вещества успешно могут быть использованы для гидрофизации металлической поверхности. Наибольший эффект получен при использовании: ПВС с добавкой

неионогенного ПАВ, гидролизованного ПАА₃ или ПАА₄ с добавками метасиликата натрия или неионогенного ПАВ.

Определяли эффективность гидрофилизирующих составов по защите металлической поверхности от отложений парафина по изменению работы адгезии. Прочность адгезионной связи между плёнкой конденсата и металлической поверхностью количественно характеризуется работой адгезии, которая рассчитывается через величину поверхностного натяжения σ и краевой угол смачивания θ , измеряемые с достаточной точностью, по уравнению Дюпре-Юнга:

$$W_a = (1 + \cos\theta) * \sigma, \text{ где}$$

W_a – работа адгезии;

θ - краевой угол смачивания;

σ - поверхностное натяжение конденсата на границе с пластовой водой.

Определив величину краевого угла смачивания в системе металлическая пластинка-конденсат-пластовая вода, и рассчитав работу адгезии конденсата к металлической поверхности, обработанной различными гидрофилизирующими композициями, можно сравнить их эффективность по защите металлической поверхности от смолопарафиновых отложений. Наиболее эффективным считали состав, приводящий к максимальному уменьшению краевого угла смачивания и увеличению работы адгезии, что создаёт условия для смачивания поверхности металла водой. Величина поверхностного натяжения конденсата с пластовой водой составляет 44,3 мН/м.

Результаты проведенных испытаний, приведенные в таблице 10, позволяют сделать вывод о том, что при выдержке металлической пластинки в разработанных гидрофилизирующих составах, во всех случаях образуется пленка гидрофильного характера и наблю-

Таблица 10

Состав на основе полимера	Концентрация полимера, %	Краевой угол смачивания	Косинус краевого угла смачивания	Работа адгезии, мН/м
Чистая сталь		97 ⁰	-0,120	44,18
ПАА ₁	0,25	45 ⁰	0,707	75,62
ПАА ₂	0,25	53 ⁰	0,602	70,97
ПАА ₃	0,25	43 ⁰	0,731	76,68
КМЦ	1	43 ⁰	0,731	76,68
ПВС	1	35 ⁰	0,819	80,58
ПАА ₁ +ФК 2000 ПЛЮС	0,25 0,05	62 ⁰	0,469	65,08
ПАА ₂ +ФК 2000 ПЛЮС	0,25 0,05	58 ⁰	0,530	67,78
ПАА ₃ +ФК 2000 ПЛЮС	0,25 0,05	32 ⁰	0,848	81,87
КМЦ+ФК 2000 ПЛЮС	1 0,05	43 ⁰	0,731	76,68
ПВС+ФК 2000 ПЛЮС	1 0,05	30 ⁰	0,866	82,66

дается избирательное смачивание пластинки водой. Об этом свидетельствуют изменения краевого угла смачивания от 97⁰ для чистой стали до 62-30⁰ для обработанной гидрофилизующими составами металлической пластинки. При этом работа адгезии соответственно повышается до 82,66 мН/м. Наиболее благоприятные условия для создания гидрофильной пленки наблюдается при обработке металлической поверхности составами на основе ПВС и ПАА₄.

В пятой главе приведены результаты исследований по влиянию добавок ВРП на процессы первичной подготовки конденсата.

Для изучения возможного эмульгирующего или стабилизирующего влияния полимеров на добываемую эмульсию были проведены эксперименты по образованию эмульсий в их присутствии и

динамике их разрушения. В эксперименте использовались водные растворы полимеров следующих концентраций:

ПАА ₁	0,25%	КМЦ	1%
ПАА ₂	0,25%	ПВС	1%
ПАА ₃	0,25%	ПАА ₄	1,25%

Полученные экспериментальные данные (табл. 12) показали, что при движении водонефтяной эмульсии по трубопроводу, обработанному гидрофилизующей композицией, полимер, попадающий в пластовую воду, не будет способствовать стабилизации эмульсии. Напротив, растворы полимеров оказывают деэмульгирующее действие на водо-нефтяную эмульсию данного месторождения.

Таблица 12

Реагент	Доля отделённой воды, % объёмн.	Доля промежуточного слоя, % объёмн.
ПВС	100	4
КМЦ	80	28
ПАА ₂	100	10
ПАА ₁	60	26
ПАА ₃	80	28
ПАА ₄	60	4
СНПХ 4410	100	2
ФК 2000 ПЛЮС	50	26
ОП-10	60	24
Нефтенол ВВД	20	20
Нефтенол НЗ	40	18

Как видно из результатов экспериментов, полимерные соединения –ПВС, ПАА₂ и СНПХ 4410, в состав которого входят высокомолекулярные неионогенные ПАВ – проявляют максимальную эффективность деэмульгирующего действия, оставляя промежуточный слой минимальной толщины. Визуальные наблюдения за процессом водоотделения показали, что все ВРП способствуют отделению во-

ды и разделению эмульсии, однако эффективность их различна, и зависит от химического строения реагента. Заметим, что наибольшую эффективность дезэмульгирующего действия проявляет ПВС, молекулы которого характеризуются наличием значительного количества полярных групп $-OH$ и отсутствием гидрофобных боковых цепей. Такая структура молекулы обеспечивает эффективное вытеснение природного эмульгатора с поверхности капель эмульсии, но, одновременно, не способствует образованию прямой, типа н/в, и множественной эмульсии, о чем свидетельствует очень низкая доля промежуточного слоя. Напротив, молекулы КМЦ, с теми же полярными группами $-OH$, но состоящие из цепочки достаточно объемных остатков моносахаридов, хотя и способствуют отделению 80% воды, но стабилизируют множественную эмульсию – доля промежуточного слоя составляет 28%. Сравнение дезэмульгирующего действия трех марок гидролизованного ПАА показало, что наиболее эффективен ПАА₂ со степенью гидролиза 30% и $M_n \sim 4$ млн. Снижение степени гидролиза до 10% с сохранением величины M_n у ПАА₁ резко уменьшает долю отделенной воды до 60% и повышает толщину промежуточного слоя до 26%. Увеличение M_n до 10 млн. в образце ПАА₃ также способствует снижению доли отделенной воды и росту толщины промежуточного слоя. Образцы ПАВ неполимерного строения, т.е. не имеющие в основе длинной углеродной цепочки, показали низкую эффективность дезэмульгирующего действия.

Таким образом, изучение дезэмульгирующего действия полимеров различного строения и ПАВ позволяет сформулировать основные требования к структуре цепочек и функциональных групп молекул ВМС, необходимых для проявления ими высокой эффективности в процессе дезэмульгирования газового конденсата месторождения «Прибрежное»:

- 1) Молекула полимера должна иметь достаточно длинную углеводородную цепочку мономерных звеньев с молекулярной массой от 300 тыс. до 4 млн.
- 2) Отсутствие крупных боковых гидрофобных ответвлений не позволит стабилизировать прямую и множественную эмульсии, обеспечивая промежуточный слой минимальной толщины.
- 3) Необходимая поверхностная и объемная активность обеспечивается присутствием в молекуле значительного количества гидрофильных групп.

В шестой главе приведены рекомендации по способам ликвидации осложнений, связанных с отложениями парафина:

1) периодически промывать трубопровод специально подобранным растворителем - СНПХ – 1р – 1 или СНПХ – 7р – 2. С экономической точки зрения применять их нужно после промывки трубопровода горячим конденсатом или бензином.

2) Проводить гидрофилизацию очищенного трубопровода следующими гидрофилизирующими составами:

ПВС	1%;	Прастол 2540	0,25%;
ФК 2000 ПЛЮС	0,05%;	ФК 2000 Плюс	0.05%
Вода	остальное.	Вода	остальное.

3) В качестве ингибиторов парафиноотложения на данном месторождении целесообразно применять водорастворимые ПАВ – ФК 2000 ПЛЮС-, эффективно снижающие поверхностное натяжение на границе раздела нефтяной и водной фаз; или маслорастворимые ПАВ – фосфатидный концентрат.

Выводы

- 1) Показано, что в составе отложений, накапливающихся на внутренней поверхности трубопровода, сконцентрированы парафиновые углеводороды, смолы и механические примеси. Причем парафиновый комплекс отложений представлен широким набором алкановых углеводородов – от масел до высокомолекулярных соединений, нерастворимых в углеводородных растворителях.
- 2) Выявлено, что в образовании бронирующих оболочек на каплях воды принимают участие смолистые вещества и парафиновые углеводороды с числом углеродных атомов в молекуле от 17 до 51, обеспечивающие, по нашему мнению, высокую агрегативную устойчивость эмульсии. Установлено, что для разрушения водонефтяной эмульсии с таким типом стабилизаторов эффективным является применение деэмульгаторов на основе высокомолекулярных ПАВ.
- 3) Предложена классификация ингибиторов парафиноотложения по полярности (растворимости), в соответствии с которой исследовано ингибирующее действие на процесс парафиноотложения различных классов ингибиторов. Показано, что для обводнённых нефтей и конденсатов, парафиновые отложения которых характеризуются широким разбросом по молекулярной массе, является неэффективным применение депрессорных присадок узкого фракционного состава.
- 4) На основании того, что особенностью конденсатов по сравнению с нефтями является отсутствие асфальтенов и малое количество смол, показано, что ингибирующим действием по отношению к парафиноотложениям конденсатов обладают нефтерастворимые ПАВ типа фосфолипидов. Показано, что для обводненной продукции скважин эффективным является способ борьбы с парафиноотложе-

нием, основанный на повышении отмывающей способности нефтewодяного потока путём введения водорастворимых ПАВ.

5) Изучена возможность применения для борьбы с парафиноотложением гидрофилизирующих составов на основе полимерных веществ. Установлено, что наибольшую эффективность проявляет состав на основе ПВС предположительно за счёт образования водородных связей между гидроксильными группами спирта и молекулами воды, что способствует более прочному закреплению водной плёнки на поверхности трубопровода.

6) Подготовлены рекомендации по использованию химических реагентов для повышения эффективности транспорта и промышленной подготовки газового конденсата месторождения «Прибрежное» ОАО «Кубаньгазпром».

Основные материалы диссертации опубликованы в следующих работах.

1. Горошко С.А., Римаренко Б.И., Ясьян Ю.П. Экспресс – анализ состава газового конденсата. //Тез. Докл. 4 Всесоюзной конференции. Экоаналитика-2000. Краснодар 2000 г. - С. 287.
2. Горошко С.А., Римаренко Б.И., Ясьян Ю.П. Изучение возможности рациональной утилизации отходов производства стабильного конденсата м/р «Прибрежное». // ОАО «Газпром» Конференции, совещания, семинары. Проблемы получения и использования легкого углеводородного сырья. Материалы Всероссийского межотраслевого совещания. Краснодар, 4-8 сентября, 2002 г. Том-1, Москва 2001.
3. Горошко С.А., Римаренко Б.И., Павленко П.П., Ясьян Ю.П. Исследование состава парафино-смолистых отложений из газового конденсата. // Газовая промышленность. – 2002. - № 3. – С. 70-73.

4. Горошко С.А., Павленко П.П. Подбор ингибитора парафиноотложения. // Газовая промышленность. – 2002. - № 5. – С. 67-69.
5. Горошко С.А., Ясьян Ю.П. Ингибирование процесса парафинизации скважин и нефтепроводов на газоконденсатном м/р «Прибрежное». // Труды Кубанского Государственного технологического университета. Том XIII. Серия: Химия, химическая технология и нефтегазопереработка. Выпуск 1. Краснодар 2002. – С. 29-35.
6. Фролова Н.В., Мойса Ю.Н., Горошко С.А. Применение реагента ФК-2000 Плюс для отмыва смоло-парафиновых отложений с металлической поверхности. // Сб. науч. Тр. ОАО НПО «Бурение». Вып. 8. – Краснодар, 2002. – С.232-243.
7. Ясьян Ю.П., Горошко С.А. Изучение состава природных стабилизаторов водонефтяной эмульсии газоконденсатного месторождения «Прибрежное». // Сб. науч. Тр. РХТУ им. Д.И. Менделеева «Успехи в химии и химической технологии». Том XVI. 2002. - № 2. (19) – С. 63-67.
8. Горошко С.А., Павленко П.П., Мойса Ю.Н., Фролова Н.В. Исследование присадки ФК-2000 Плюс для отмыва смолопарафиновых отложений. // Газовая промышленность. – 2003. - №4. – С. 63-64.

2003-A
16255
16255

Подписано в печать 13.10.2003г. Зак. № 1108 Тираж 100

Лиц. ПД №10-47020 от 11.09.2000

Типография КубГТУ. 350058, Краснодар, ул. Старокубанская, 88/4