

## **ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТИ И КОНДЕНСАТА КАРАЧАГАНАКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Батманов К.Б.

*Актауский государственный университет им. Ш. Есенова  
г.Актау, Казахстан*

*В данной работе освещены осложнения, которые имеют место при добыче нефти, газа и конденсата на крупнейшем в мире нефтегазоконденсатном месторождении Карачаганак.*

*Нефти месторождения Карачаганак парафинистые, содержание парафина в нефти — 3,1 - 12,4 %, а в конденсате — 1,9 - 5,6 %, это вызывает отложение парафина в подземном и наземном оборудовании, что негативно влияет на процесс добычи нефти и конденсата. В работе отражены методы борьбы с отложениями парафина на технологическом оборудовании.*

*В процессе добычи газа и конденсата в системе внутрипромыслового сбора и транспорта возникают гидратные пробки, которые осложняют транспорт углеводородного сырья по трубопроводу.*

Анализ физико-химического состава углеводородного сырья добываемого на месторождении показывает, что в нефти и конденсате довольно высокое содержание парафина. Наличие в нефти от 3,1 % до 12,4 % парафина, а в конденсате 1,9 – 5,6 % парафина обуславливает возникновение проблемы, связанной с отложением парафина в подземном и наземном технологическом оборудовании. Для предотвращения отложения парафина необходимо проведение различного рода мероприятий, направленных на предупреждение и устранения последствий образования отложений [1-3].

Другим осложняющим фактором на месторождении является образование гидратных пробок. При внутрипромысловом сборе, транспорте газа и конденсата при определённых термодинамических условиях объективно создается эффект дросселирования транспортируемого углеводородного сырья, что ведет к образованию гидратных пробок в системе транспорта и подготовки газа и конденсата. Большое содержание в пластовых флюидах месторождения кислых газов (H<sub>2</sub>S - 3.5 %, CO<sub>2</sub> - 5,6 %) также повышает процесс гидратообразования. Гидратные пробки довольно сильно осложняют процесс сбора и транспорта углеводородного сырья на месторождении [4-5].

В работе рассматриваются проблемы осложняющие нормальный технологический процесс добычи углеводородного сырья на месторождении: а) отложения парафина на технологическом оборудовании; б) образование гидратных пробок в системе сбора и подготовки газа и конденсата.

### **Условия образования отложений парафина на месторождении Карачаганак и методы борьбы с ними**

При движении нефти по стволу скважины происходит изменение физических условий, главным образом давления и температуры. В результате снижения температуры уменьшается способность нефти и конденсата растворять твёрдые парафины. Избыток парафина, который не может в изменившихся условиях удержаться в растворённом состоянии, выпадает из раствора в виде твердых кристаллов. Основная масса твердых парафинов выпадает в интервале температур от 25 до 0 °С, достигая максимума при 15 - 25 °С. Температура, при которой появляются твёрдые частицы парафина в нефти и конденсате, т.е. температура начала кристаллизации парафина для месторождения Карачаганак, находится в пределах 33 - 36 °С. Отложения парафина в скважинах, промысловой сети трубопроводов и резервуарах являются причиной осложнений, возникающих в процессе добычи нефти и газоконденсата. Состав парафиновых отложений, содержащихся в нефти и конденсате месторождения Карачаганак исследован недостаточно полно, имеются некоторые данные, полученные институтом КазНИГРИ, которые коррелируют с нашими экспериментальными данными.

Из данных (табл. 1-2) видно, что температура плавления парафинов, выделенных из нефти и конденсата, не сильно отличаются друг от друга и составляют соответственно 55 и 53 °С.

По результатам исследований, проведенных компанией Аджип с партнерами, были получены следующие данные:

- температура застывания нефти 15 °С,
- температура помутнения нефти 44 °С.

Парафиновый осадок содержит значительную долю нормальных парафинов С30 – С40.

Таблица 1

Физико-химический состав и свойства нефти месторождения Карачаганак

№	Физико-химический состав и свойства нефти	показатели
1.	Сера, %	0,65
2.	Смолы силикагелевые, %	6,53
3.	Парафины, %	3,1 – 12,4
4.	Асфальтены, %	0,1
5.	Метано-нафтеновые УВ, %	75,82
6.	Ароматические УВ, %	17,55
7.	Температура застывания нефти, °С	6,0
8.	Температура плавления парафина, °С	55,0
9.	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup> при 20 °С	0,8529
10.	Молекулярный вес.	246
11.	Кинематическая вязкость (при 20 °С), сСт.	24,34

Таблица 2

Физико-химический состав и свойство стабилизированного конденсата

№	Физико-химический состав и свойство конденсата	показатели
1.	Сера, %	0,24
2.	Смолы, %	отс.
3.	Парафины, %	1,95 – 5,6
4.	Асфальтены, %	отс.
5.	Метано-нафтеновые УВ, %	78,83
6.	Ароматические УВ, %	20,9
7.	Температура застывания, °С	- 44
8.	Температура кристаллизации, °С	-33
9.	Температура плавления парафина, °С	53
10.	Плотность конденсата, г/см <sup>3</sup>	0,7938

Сравнительный анализ показывает, что объем исследовательского материала по кинетике и механизму парафиноотложений на месторождении Карачаганак не в полной мере отражает реальную картину осложнений и не позволяет выработать эффективные способы предупреждения выпадения парафина из нефтегазоконденсатной смеси и удаления уже образовавшихся отложений парафина. Это требует комплексного исследования, так как наличие в продукции скважин помимо сероводорода, меркаптана, а также повышенного содержания двуокиси углерода (свыше 5,6 %) способствует образованию парафиногидратных отложений. В связи с этим борьба с парафинизацией должна быть

основана на сочетании мероприятий по удалению уже имеющихся отложений и мерах по предотвращению или снижению отложений парафина. Методы борьбы, связанные с образованием и отложением парафина на технологическом оборудовании и трубопроводах системы сбора и транспорта углеводородного сырья, делятся на следующие способы:

1. механическое удаление парафиновых отложений с внутренней поверхности труб и оборудования (механическими скребками);
2. тепловые методы борьбы;
3. химические методы борьбы.

Исходя из конкретных условий и характера отложений парафина, применяют тот или иной способ борьбы, который предусматривает систему мероприятий, направленных на предотвращение или удаление уже образовавшихся парафиновых отложений. Вкратце опишем каждый из способов борьбы с отложениями парафина, который в той или иной степени применяется на месторождении Карачаганак:

1. Механическое удаление отложений парафина в основном осуществляется только в трубопроводах системы внутринефтепромыслового сбора и транспорта нефти и конденсата. Способ удаления предусматривает устройство для запуска и приема скребков, которые обеспечивают периодическую очистку от отложения и проверку состояния внутренней поверхности трубопровода.

2. Тепловая обработка по удалению парафиновых отложений предусматривает воздействие различными жидкими теплоносителями и сухим паром. Тепловой обработке с целью удаления парафина подвергается то технологическое оборудование, конструктивные особенности которого не позволяют применять механические скребки. Существующий на месторождении метод эксплуатации технологического оборудования предусматривает поочередную пропарку одной из трех технологических ниток для удаления парафина и безостановочной работы основного добывающего комплекса Карачаганака. Анализ экспериментальных данных показывает, что наиболее эффективным способом борьбы с отложениями парафина является химический метод, т.е. применение химических реагентов различного действия [6].

3. Химический метод борьбы с образованием и отложением парафина является эффективным и действенным способом, так как позволяет осуществлять защиту всего технологического оборудования месторождения, включая систему внутрипромыслового сбора и транспорта углеводородного сырья. Применение химреагентов (ингибиторов парафиноотложений) позволяет проводить профилактические мероприятия во всех труднодоступных местах технологического оборудования. Для максимально эффективного действия и оптимального расхода химического реагента в зависимости от характера защищаемого объекта (технологического оборудования) подачу реагента осуществляют несколькими способами: 1) периодической способ закачки реагента ударными дозами; 2) постоянный способ закачки реагента дозировочным насосом.

В зависимости от характера защищаемого технологического оборудования может применяться один или несколько способов одновременно. Примером тому является защита добывающих скважин от отложений парафина, где ингибиторная защита осуществляется одновременно несколькими способами:

- периодической подачей химического реагента в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами (НКТ);
- постоянной подачей реагента через капиллярную систему в магистраль;
- периодическим ударным нагнетанием реагента в призабойную зону пласта.

Для выбора наиболее эффективного ингибитора были проведены лабораторные, а затем опытно-промысловые исследования. Испытанию были подвергнуты следующие реагенты парафиноотложений: Клеар 2517 (Налко/Эксон), Прошинор AP 105K (Сека), СНПХ-ИП-33 (РФ, Татарстан). Экспериментальные данные представлены в таблице 3.

Таблица 3

## Эффективность ингибиторов парафиноотложений

Наименование реагента	Дозировка ингибитора, г/м <sup>3</sup>	Эффективность применения, %	Фирма-изготовитель
CLEAR 2517	50	10.53	EXXON
	100	36.26	
	200	44.85	
	300	65.65	
PROCINOR AP-105 K	50	36.08	СЕСА
	100	46.60	
	200	50.53	
	300	55.53	
СНПХ-ИП-33	50	32,92	РФ, Татарстан
	100	43,39	
	200	48,53	
	300	64,17	

**Условия образования газовых гидратов и способы защиты**

Механизм процесса образования гидратов газа весьма разнообразен и мало изучен. Процесс зарождения центров кристаллизации может начаться только при условии насыщения (возможно, даже локального) газа парами воды. Рост кристаллогидрата при наличии зародышей может происходить как на свободной поверхности контакта газ-вода (поверхностно-пленочный гидрат), так и в объеме газа или воды (объемно-диффузионный гидрат). Процесс роста кристаллогидрата на основе сформировавшихся зародышей кристаллизации может происходить как в условиях насыщения паров воды, так и при неполном насыщении, но при упругости паров воды в газовой среде выше упругости паров воды над гидратом.

Скорость образования зародышей кристаллизации гидрата в значительной степени определяется величиной внешнего давления и степенью переохлаждения процесса. С увеличением давления скорость образования зародышей кристаллизации растет. При повышении степени переохлаждения скорость образования зародышей кристаллизации резко возрастает, а достигнув определенного значения при заданном давлении, плавно снижается.

Для определения места образования гидратов необходимо знать состав газа, минерализацию воды, равновесные условия зависимости (p-t), т.е. фактическое изменение давления и температуры потока газа. При снижении температуры газового потока, насыщенного парами воды ниже равновесной произойдет образование и накопление гидрата. Для Карачаганакского месторождения, где пластовая температура газа составляет (67 - 89 °С), образование гидратов в стволе скважины маловероятно. При возможности образования гидратов в стволе можно предотвратить гидратообразование подачей ингибиторов (метанола, гликоля, растворов солей) в поток газа. Основными местами гидратных пробок являются система промысловой подготовки газа, конденсата, а также система внутрипромыслового сбора и транспорта. Определив основные места образования и интенсивность накопления гидратов в системах сбора и подготовки газа, можно построить графическую зависимость равновесной температуры гидратообразования и фактической температуры газового потока для своевременного принятия необходимых защитных мер. Для борьбы с гидратообразованием на месторождении применяются следующие методы:

1. Осушка газового потока от влаги методами сорбции или низкотемпературной сепарации с понижением точки росы.

2. Поддержание давления потока ниже давления гидратообразования при заданной температуре. Исследования, проведенные авторами, показывают, что наиболее приемлемым для Карачаганакского месторождения является метод ввода противогидратных ингибиторов в поток транспортируемого газа, так как наиболее вероятно образование гидратов в наземной части технологического оборудования месторождения.

3. Ввод в газовый поток ингибиторов против гидратообразования.

В качестве противогидратных ингибиторов широко применяются растворы спиртов, и их различные смеси. Наиболее приемлемый ингибитор гидратообразования для данных условий - метиловый спирт. Наряду с широким применением метанола проходят испытания комплексного реагента против парафиногидратного отложения СНПХ-ИПГ-11А российского производства (Татарстан). Экспериментальные данные представлены в таблице 4.

Таблица 4

Данные испытания ингибитора комплексного действия

Наименование реагента	Дозировка ингибитора, г/м <sup>3</sup>	Эффективность применения, %	Фирма изготовитель
СНПХ-ИПГ-11 «А»	50	27,80	Татарстан
	100	29,86	
	200	34,17	
	300	32,56	

Как видно из результатов испытания при дозировке 50 г/м<sup>3</sup> эффективность реагента составляет 27,8 %, при увеличении дозировки реагента до 300 г/м<sup>3</sup> эффективность действия реагента увеличивается только на 4,76 % и достигает значения 32,56 %, т.е. реагент требует дальнейшей доработки и дополнительных лабораторных и промысловых испытаний для выработки рекомендаций и предложений.

### Выводы

Проведенные исследования а также анализ материалов по борьбе с отложениями парафина и гидратообразования на месторождения Карачаганак показывает следующее:

1. Температура начала кристаллизации парафинов из газоконденсата Карачаганак находится в пределах 33-36 °С.
2. Основная масса твердых парафинов выпадает в интервале температур от 25 °С до 0 °С и достигает максимума при 15 - 25 °С.
3. На поверхности оборудования и трубопроводов месторождения Карачаганак образуются не только чисто парафиновые отложения, но и отложения с включением в них гидратов, т.е. гидратопарафиновые отложения.
4. Для эффективной борьбы против гидратообразования необходимо знание следующих показателей: а) количества влаги, содержащейся в жидком состоянии и конденсирующейся в газопроводе; б) фактической температуры в газопроводе; в) влагосодержания газа в точках ввода и вывода ингибитора;
5. Для эффективного решения проблем, связанных с отложениями парафина и образованием гидратных пробок на месторождении Карачаганак, необходимо применение реагентов комплексного действия.

### Литература

1. Мазепа Б.А. Парафинизация нефтесборных систем и промышленного оборудования, Недра, М., 1966 г.
2. Галонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти. Теория и практика. Гостоптехиздат, 1955 г.
3. Головкин С.Н., Шамрай Ю.В., Агеев В.Г., Лапшин В.И. Применение углеводородных композиций СНПХ-7р-2 для удаления асфальто-смоло-парафиновых отложений на месторождении Удмуртии // «Нефтепромышленное дело», №3, 1982 г.
4. Химические реагенты в добыче и транспортировке нефти. Справочник, М., Химия, 1987 г.
5. Маленко Э.В., Вакурова И.К. Исследование ингибирующего влияния аминоспиртов на образование газовых гидратов // «Нефть и газ», №5, 2005г.
6. Батманов К.Б. «Применение химических реагентов в нефтедобыче // «Нефть и газ», № 5, 2006г.