

УДК 553.981

DOI: 10.52531/1682-1696-2023-23-1-73-80

Научная статья

# СНИЖЕНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ТАГУЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.А. КАРАПУЗОВ,  
Р.О. КУРИЛОВИЧ,  
К.Г. ФЕДЮШКИН

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

Проведен анализ ситуации гидратообразования на технологическом оборудовании, установленном на скважинах Тагульского месторождения. Обоснована необходимость применения технологии Warm Stream. Проведен экономико-технический анализ предлагаемых проектных решений. Установлено, что замена существующего комплексного метода борьбы с гидратообразованием на установку Warm Stream и КПП позволит на скважинах Тагульского месторождения получить ежегодную экономию средств в размере 7 011 тыс. руб. Кроме этого, произойдет уменьшение количества числа энергопотребителей, снижение количество токоподводящих проводов, будет исключена закачка ингибитора гидратообразования. В результате реализации проектных мероприятий произойдет уменьшение трудозатрат работников для проведения замен греющего кабеля и работы со специальной техникой, а также увеличение дополнительной добычи нефти как результат снижения внутрисуточных простоев скважин.

**Ключевые слова:** гидратообразование, осложнение при добыче нефти, технология Warm Stream, проектное решение, затраты, эффективность, Тагульское месторождение

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день при эксплуатации скважин механизированным способом на Тагульском месторождении существует проблема образования гидратных отложений в обратном клапане фонтанной арматуры (ФА), перекрывающих проход для газа из затрубного пространства. В случае перекрытого затрубного пространства газ, идущий по затрубному пространству, скапливается и отжимает динамический уровень до приема в установке электропривод-

*Original article*

## REDUCTION OF HYDRATE FORMATION DURING OPERATION OF WELLS AT TAGULSKOYE FIELD

I.A. KARAPUZOV, R.O. KURILOVICH,  
K.G. FEDUSHKIN

NATIONAL RESEARCH TOMSK POLYTECHNIC  
UNIVERSITY

The analysis of the situation of hydrate formation on the technological equipment installed on the wells of the Tagulskoye field was carried out. The necessity of using Warm Stream technology is substantiated. An economic and technical analysis of the proposed design solutions was carried out. It has been established that the replacement of the existing integrated method for combating hydrate formation with the Warm Stream and bypass valve installation will make it possible to obtain an annual cost savings of 7,011 thousand rubles at the wells of the Tagulskoye field. In addition, there will be a decrease in the number of energy consumers, a decrease in the number of current-carrying wires, and the injection of a hydrate formation inhibitor will be excluded. As a result of the implementation of the project activities, there will be a reduction in the labor costs of workers for replacing the heating cable and working with special equipment, as well as an increase in additional oil production as a result of a decrease in daily downtime of wells.

**KEYWORDS:** hydrate formation, complication in oil production, Warm Stream technology, design solution, costs, efficiency, Tagulskoye field

ного центробежного насоса (УЭЦН), что ведет к попаданию газа в УЭЦН, срыву подачи и остановке насоса. В свою очередь, это ведет к возможному отказу установки, т.к. из-за остановки насос может заклинить и больше не запуститься, что приведет к дополнительным затратам на текущий и капитальный ремонт скважин (ТКРС) и уменьшению текущей добычи нефти. Борьба с гидратообразованием в обратном клапане ФА ведется с помощью греющих кабелей, индукционных нагревателей клапана (ИНК), а также закачки ингибиторов гидратообразования – Дегидрата-4010.

Дополнительные меры начали применять по мере осложнения ситуации с гидратообразованием. На на-

чальном этапе эксплуатации скважины для исключения осложнений применяли греющий кабель, используемый при верхней обвязке скважин для увеличения температуры трубопровода и исключения замерзания воды в замерном отводе, в то время пока скважина не стоит на замере. Но по мере увеличения обводнения продукции скважины возникла необходимость в установке ИНК, а вскоре и применения оборудования для ингибирования Дегидратом-4010. Это привело к дополнительным текущим затратам, что актуализировало необходимость поиска такого метода борьбы с гидратообразованием, который позволил бы сократить объем оборудования, находящегося на ФА скважины, и сократить дополнительные затраты.

Предлагаемое проектное решение нацелено на предотвращение остановок эксплуатации скважин, осложненных гидратообразованием, а также исключение риска замерзания замерного отвода в то время, пока он не используется.

#### ОСЛОЖНЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ

С точки зрения структуры, твердый гидратный материал представляет собой физическую смесь воды с некоторыми углеводородами, но, несмотря на видимость подобия льду, их свойства различны.

Существенным в этом типе кристаллов является то, что любой тип химической связи между молекулами воды в данном случае создается и поддерживается не зависящими от кристаллогидрата водородными связями [4]. Установлено, что условиями, необходимыми для образования гидратов, являются следующие:

1. Наличие воды в ее жидкой фазе или в виде льда.
2. Присутствие небольших молекул газов, таких как метан, этан, пропан и аргон.
3. Высокое давления и низкие температуры [20].

Образование гидратов в нефте- и газотрубопроводах не только снижает рабочее давление потока, частично блокируя сами пути потока, но в крайних случаях ведет к взрывоопасной ситуации (в случае долгого накопления гидратов), что в конечном итоге может привести к экономическим потерям и травмам среди обслуживающего персонала [10]. Следовательно, способность прогнозировать условия образования гидратов с точки зрения ведения производственного процесса, а также противодействия их образованию, позволяет предотвратить непредвиденные проблемы [8].

При повышенном давлении гидратообразование возможно и при положительной температуре, что в свою очередь ставит задачу постоянного поддержания повышенной температуры внутри трубопровода [7].

В различное время вплоть до сегодняшнего дня исследователи, понимая, что гидратообразование всегда является отрицательным явлением, ищут разнообразные способы предотвращения образования кристаллов гидратов, что является актуальной задачей для

нефте- и газодобычи, а также при транспортировке углеводородов [9, 11, 12].

В зарубежной практике особое внимание уделяется мониторингу технического состояния трубопроводов, а также различным способам диагностики на наличие образования гидратов, особенно в труднодоступных местах [13, 15–17, 19]. Например, предлагается использование потока нейтронов для мониторинга подводных трубопроводов с помощью нейтронного потока [14]. Китайскими исследователями обосновывается использование нового устройства и метода анализа для обнаружения закупорки гидратами в трубопроводе природного газа с применением ультразвукового сфокусированного контроля [18].

Вместе с тем, в наземных трубопроводах и технологическом оборудовании, установленном на скважинах, наиболее целесообразен поиск оптимальных способов противодействия гидратообразованию т.к. с большой долей вероятности можно говорить об идентификации технологического оборудования, наиболее подверженного гидратообразованию. Установлено, что основными местами образования гидратов выступают сужения проходов газовой смеси [3].

В отечественной практике проблема борьбы с гидратообразованием на газовых и нефтяных промыслах, а также при транспортировке углеводородов, остается крайне актуальной, а ее решение востребованной на практике, на что направлены различные научные исследования. Вместе с тем, следует признать, что на данный момент использование различных технологий по борьбе с гидратообразованием как по отдельности, так и комплексно не исключает проблему полностью [2]. Далее рассмотрим более подробно недостатки наиболее известных методов борьбы с гидратообразованием.

#### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГРЕЮЩЕГО КАБЕЛЯ

Использование греющего кабеля подразумевает применение большого числа оборудования, такого как: греющий кабель, коробка для соединения нагревательного кабеля, клеммная коробка и подводящие провода от трансформатора.

Греющий кабель прокладывается по нижней части трубопровода и при его включении происходит нагрев только нижней части трубопровода (рис. 1) [12].

При данной схеме прокладки кабеля в верхней точке жидкость имеет наименьшую температуру, что приводит к образованию отложений.

При применении греющего кабеля также возникает ограничение на использование специальной техники ввиду возможного повреждения участка кабеля и необходимости переукладки всей линии, в том числе утеплительного слоя.

На сегодняшний день греющей кабель используется на всех скважинах Тагульского месторождения. Температура жидкости при постоянно работающем

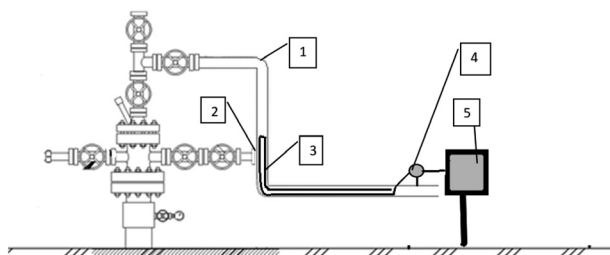


РИС. 1.

Схема прокладки греющего кабеля: 1) фонтанная арматура; 2) обратный клапан; 3) греющий кабель; 4) коробка для соединения нагревательного кабеля; 5) клеммная коробка

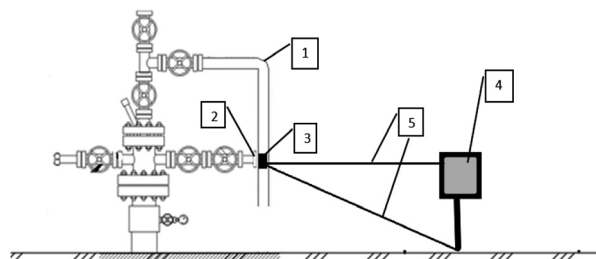


РИС. 2.

Схема функционирования индукционного нагревателя клапана: 1) фонтанная арматура; 2) обратный клапан; 3) индукционный нагреватель клапана; 4) клеммная коробка; 5) питающий кабель и заземление

кабеле достигает значения 7° С. Но экспериментально установлено, что нагрев жидкости в трубопроводе и дальнейшая циркуляция происходит в течение 24 часов после включения кабеля.

Важно отметить, что подобная технология достаточно успешно применяется на различных нефтегазовых месторождениях, например, исследователи отмечают позитивные результаты при ее использовании на Ванкорском месторождении [1].

#### ПРИМЕНЕНИЕ ИНК

ИНК имеет вогнутую форму и поэтому на некоторой части скважин из-за особенности конструкции невозможна его плотная установка. Также из-за относительно небольшой площади нагревателя происходит нагрев лишь незначительной части обратного клапана и поэтому образование гидрата возможно в зоне наименьшего нагрева (рис. 2) [12].

Кроме этого, недостатками применения ИНК являются следующие:

- большое количество используемого оборудования;
- необходимость подвода питания электрического кабеля и заземления, что создает дополнительную нагрузку на оборудование скважины при обслуживании;
- в ходе утепления скважины создается проблема для проверки работоспособности ИНК, т.к. он укутан слоем утеплителя;
- невозможность использования ППУ для прогрева оборудования;
- небольшая зона действия.

Вместе с тем, данный способ борьбы с гидратообразованием достаточно успешно применяется на Уренгойском газоконденсатном месторождении [5].

#### УСТАНОВКА ДОЗИРОВАНИЯ РЕАГЕНТА

На сегодняшний день наиболее эффективным из применяемых методов, позволяющим снизить гидратообразование, является применение установки дозирования реагента (УДР).

УДР, стоящая возле скважины требует постоянной заправки ингибитора и контроля за уровнем жидкости, в процессе эксплуатации УДР происходят постоянные утечки химии, вызывающие загрязнение почвы, что требует постоянного контроля со стороны обслуживающего персонала, подвоза бочек с ингибитором и увеличения трудозатрат персонала. Также для работы УДР необходимы электрические кабели и заземление, импульсная трубка подачи реагента (рис. 3) [12].

Следует признать, что столь сложная конструкция самого блока дозирования реагента вызывает частые поломки отдельных блоков, что является негативным фактором использования УДР для снижения гидратообразования [12].

#### КОМПЛЕКСНЫЕ МЕТОДЫ

В случае, если греющий кабель перестает помогать от гидратообразования, то возникает необходимость установки ИНК, а вскоре и установки УДР, что также не гарантирует отсутствия гидратообразования в обратном клапане ФА. Общая загруженность оборудованием скважины создает ряд проблем при установке площадок обслуживания скважин, а также риск травмирования обслуживающего персонала из-за большого количества подходящих проводов, а при сохранении низкой температуры окружающей среды даже комплексный метод оказывается недейственным [12].

#### ПРЕДЛАГАЕМЫЕ ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ

Для решения задачи исключения гидратообразования в обратном клапане ФА возможно использование двух вариантов:

- 1) исключение выхода газа в ФА;
- 2) увеличение температуры нагрева ФА.

Первый вариант заключается в уменьшении количества газа на устье за счет использования клапана газового перепускного. В случае его использования газ, скапливаемый в затрубном пространстве, будет поступать в НКТ, а обратный клапан в ФА не будет востребован.

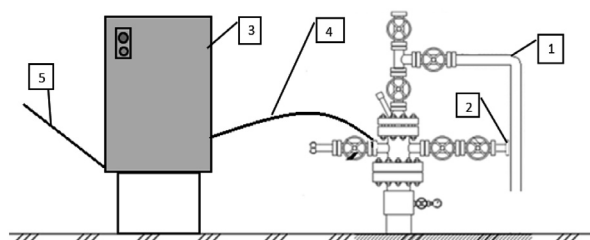


РИС. 3.

Схема функционирования установки дозирования реагента: 1) фонтанная арматура; 2) обратный клапан; 3) установка дозирования реагента; 4) импульсная трубка; 5) питающий кабель и заземление

Другой путь заключается в увеличении температуры нагрева ФА с помощью замены используемого греющего кабеля на систему Warm Stream индукционного типа, когда греющий кабель полностью заменяется на индукционную систему нагрева трубопровода. При этом применение перепускного клапана необходимо не на всех скважинах кустовой площадки, а лишь на тех на которых обратный клапан подвержен повышенному гидратообразованию.

### ТЕХНОЛОГИЯ WARM STREAM

Для уменьшения используемого оборудования и оптимизации технологии исключения гидратообразования нами предлагается применение технологии Warm Stream, которая уже известна в нефтегазодобыче.

Технология Warm Stream использует ФА и трубопровод как магнитный сердечник, внутри которого создается переменное магнитное поле с помощью обмоток индуктора. Переменное поле внутри сердечника наводит вихревые токи Фуко, которые и разогревают сердечник (трубопровод), при этом обмотка индуктора тепла практически не выделяет.

На рис. 4 представлено расположение системы Warm Stream на скважине [12].

Использование технологии Warm Stream позволяет применять различные типы монтажа кабеля для разнообразных типов осложнений, что дает возможность прогреть весь диаметр трубопровода и создает условия, при которых просто физически невозможно замерзание воды и образование отложений [6].

В ходе проведенных практических испытаний после запуска установки через 40 минут температура жидкости составила +33° С.

Положительным выглядит, что применение Warm Stream возможно на периодически используемых трубопроводах без постоянного потребления электроэнергии за счет быстрого разогрева продукции.

### ПЕРЕПУСКНОЙ КЛАПАН

Использование перепускного клапана (клапан предохранительный гидравлический – КПП) в

И. А. КАРАПУЗОВ,  
Р. О. КУРИЛОВИЧ, К. Г. ФЕДЮШКИН  
СНИЖЕНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ  
ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА  
ТАГУЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

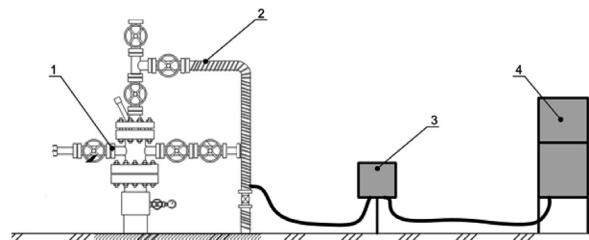


РИС. 4.

Схема применения фонтанной арматуры с индукционным кабелем: 1) фонтанная арматура; 2) обмотка индукционного нагревателя; 3) клеммная коробка; 4) станция управления

насосно-компрессорных трубах (НКТ) позволяет исключить попадание газа в обратный клапан, находящийся в ФА. Также КПП позволяет использовать газ из затрубного пространства как дополнительную энергию для подъема жидкости. В случае, если клапан не будет работать на выпуск газа в НКТ, то возможна эксплуатация скважины с использованием обратного клапана ФА.

На рис. 5 представлена функциональная схема работы КПП [9].

Преимущества использования КПП заключаются в следующем:

- простота конструкции;
- отсутствие потребления электроэнергии;
- отсутствие обратного клапана в ФА.

Недостатки КПП заключаются в том, что в случае клина в открытом состоянии необходимо проводить полный подъем оборудования для замены клапана, т.к. через клапан будет происходить слив столба жидкости, что приведет к нагреву установки.

### ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

В начале 2020 г. был проведен сравнительный расчет затрат на Тагульском месторождении при существующих методах борьбы с гидратообразованием и предлагаемом способе. Но ввиду ситуации пандемии коронавируса работа по обработке результатов и их представлению была закончена только в конце 2021 г. Для проведения расчетов был использован математический аппарат Microsoft Excel.

В расчетах протяженность обогреваемых трубопроводов кустовой площадки принималась 800 м. Стоимость одного кВт/час составляла согласно принятых допущений 3,18 руб.

Для применения проектной технологии требуется постоянное привлечение специальной техники в виде агрегата для депарафинизации (АДПМ) и передвижной парообразующей установки (ППУ). Горячая обработка коллектора производится не более одного раза в месяц в течение 10 часов, применение ППУ составляет не менее 2 часов в течение 15 дней в месяц в случае появления осложнений.

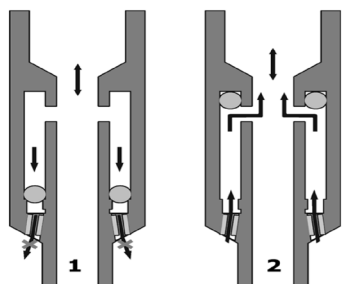


Рис. 5.

Функциональная схема работы перепускного клапана:  
1) клапан закрыт; 2) клапан открыт

Греющий кабель в виде пониженной эффективности требует укладки в два слоя, поэтому длина трубопровода увеличена в 2 раза. Данный факт влияет как на начальную стоимость укладки кабеля, так и на увеличение затрат при эксплуатации в виду большего энергопотребления. В расчете количество смены кабеля примем за 20% от уложенной длины в виду частых поломок греющего кабеля.

Расчет затрат до проведения проектных мероприятий, при применяемых, подходов для борьбы с гидратообразованием представлен в табл. 1.

Анализ представленных данных показывает, что затраты за период в 5 лет составляют 40 806 тыс. руб.

После проведения подготовительных мероприятий и установки Warm Stream требуется снятие изоляции и греющего кабеля, а также укладка нового слоя изоляции. В тоже время из-за прогрева коллектора и ФА полностью по кольцевому пространству будет отсутствовать необходимость применения специальной техники для пропарки обратного клапана и замороженных участков замерных линий. В скважинах с сильным осложнением гидратообразованием будет необходима установка КПП.

Расчет затрат после проведения проектных мероприятий представлен в табл. 2.

Анализ представленных данных показывает, что затраты на реализацию проектных решений за период в 5 лет составляют 5 750 тыс. руб.

Как следует из табл. 2, основная экономия средств достигается за счет отказа от подачи ингибитора, а также сокращения капитальных вложений за счет отказа

ТАБЛИЦА 1.

Расчет затрат до проведения проектных мероприятий, тыс. руб.

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	Итого
Затраты на ингибитор	6 677	7 144	7 644	8 180	8 752	38 397
Затраты на электроэнергию:						
– греющий кабель	1 337	1 404	1 474	1 548	1 625	7 388
– индукционный нагреватель	20	21	22	23	24	110
– блок дозирования реагента	2	2	2	2	2	10
Расходы на специальную технику	192	201	211	222	233	1 059
Приобретение материалов для утепления	436	458	481	505	530	2 410
Приобретение греющего кабеля	4 960	1 042	1 094	1 148	1 206	9 450
Приобретение индукционного нагревателя	160	–	–	–	–	160
Приобретение блока дозирования реагента	2 072	–	–	–	–	2 072
Чистый денежный поток	-15 855	-10 272	-10 928	-11 628	-12 373	-61 056
Дисконтированный денежный поток	-14 474	-7 814	-6 928	-6 143	-5 447	-40 806

ТАБЛИЦА 2.

Расчет затрат после проведения проектных мероприятий, тыс. руб.

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	Итого
Затраты на Warm Stream	836	877	921	967	1 016	4 617
Аренда Warm Stream	663	696	731	767	806	3 663
Приобретение перепускного клапана	11	–	11	–	11	33
Приобретение материалов для утепления	436	–	–	–	–	436
Чистый денежный поток	-1 946	-1 573	-1 663	-1 734	-1 833	-8 749
Дисконтированный денежный поток	-1 776	-1 197	-1 054	-916	-807	-5 750

от приобретения дополнительного оборудования.

В табл. 3 представлены итоговые данные сравнения затрат при существующем способе по борьбе с гидратообразованием и предлагаемом за период в 5 лет.

Как следует из приведенных расчетов, за счет получения дополнительной добычи нефти чистый денежный поток уже в первый год реализации проекта будет положительным. В среднем за период эксплуатации оборудования в течение 5 лет будет достигнута экономия 35 054 тыс. руб. (в среднем ежегодно 7 011 тыс. руб.).

В табл. 4 представлены скважины-кандидаты на установку Warm Stream и КПП одновременно ввиду максимальной степени осложнения.

Реализация технологии Warm Stream и установка КПП на отдельных скважинах Тагульского месторождения приведут к решению проблемы гидратообразования, что позволит избежать внутрисуточных потерь нефти и жидкости.

В случае же заморозки обратного клапана, как это происходит сейчас, возможна остановка скважины до 2 часов ввиду ожидания ППУ. Анализ данных по Тагульскому месторождению показывает, что за время сохранения низких температур скважины-кандидаты останавливаются не менее 1 раза на время до 2 часов и при этом потери нефти составляют в среднем 16,1 т. Реализация проектных предложений позволит избежать этих потерь.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный технико-экономический расчет показал, что замена комплексного метода борьбы с гидратообразованием на применение технологии Warm Stream и КПП позволит получить ежегодную

экономии средств в среднем в 7 011 тыс. руб. Кроме этого, необходимо говорить и о других социально-экономических эффектах:

- уменьшение числа энергопотребителей, снижение количества токопроводящих проводов;
- исключение закачки ингибитора гидратообразования;
- уменьшение трудозатрат работников для проведения замен греющего кабеля и работы со специальной техникой;
- увеличение дополнительной добычи нефти за счет уменьшения простоев скважин из-за снижения внутрисуточных простоев;

При удачном пилотном применении технологии Warm Stream на технологическом оборудовании трубопроводов скважин Тагульского месторождения возможно дальнейшее расширение ее применения для повышения эффективности борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений в НКТ.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Альмухаметова Э.М., Габдрахманов Н.Х., Альмухаметов Ф.Ф., Габзалилова А.Х., Петрова Л.В., Гарифуллина З.А. Эффективность применения греющего кабеля в условиях Ванкорского месторождения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2 (104). С. 9–17.
2. Боев И.Е., Мокина Д.С., Палкин Д.А. Обзор методов борьбы с гидратообразованием на газовом промысле // Инновации. Наука. Образование. 2021. № 47. С. 2083–2087.
3. Бринстер И.Р. Проблема гидратообразования в трубопроводах // Молодой ученый. 2020. № 52

ТАБЛИЦА 3.

Сравнение затрат на основе оценки денежных потоков, тыс. руб.

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	Итого
Консолидированный денежный поток	12 698	6 617	5 874	5 226	4 640	35 054

ТАБЛИЦА 4.

Скважины-кандидаты для проведения проектных работ

Скважина	Куст	Объем нефтяной добычи, т/сутки	Объем жидкостной добычи, м <sup>3</sup> /сутки	Обводненность объемная, %
6979	11	60	46	14
7031	11	24	21	2
3165	11	33	29,1	1
6880	11	21	18,5	1
7089	11	84	79,3	2

- (342). С. 107–109.
4. **БУЛАТОВ А.В., КУСОВ Г.В., САВЕНЮК О.В.** Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. Т. 1. Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. 348 с.
  5. **ГАЗДИЕВ А.И.** Борьба с гидратообразованием на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Меридиан. 2020. № 2 (36). С. 444–446.
  6. **ДАРВИН Б.С.** Термоэлектрическая установка «Warm Stream-1VP» // Новое слово в науке: стратегии развития. Сборник материалов XIV Международной научно-практической конференции. ФГБОУ ВО «Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова»; Кыргызский экономический университет им. М. Рыскубекова. Чебоксары, 2020. С. 99–101.
  7. **ИВАНОВА Л.В., БУРОВ Е.А., КОШЕЛЕВ В.Н.** Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 268–284.
  8. **КАМЕНЩИКОВ Ф.А.** Тепловая депарафинизация скважин. М.: Академия, 2005. 188 с.
  9. **КОНДРАТЬЕВ Э.Ю.** Электротермическая система обеспечения тепловых режимов оборудования нефтяных месторождений: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2018. 23 с.
  10. **МАЛЫШЕВ А.Г., ЧЕРЕМИСИН Н.А., ШЕВЧЕНКО Г.В.** Выбор оптимальных способов борьбы с парафиногидратообразованием // Нефтяное хозяйство. 1997. № 9. С. 62–69.
  11. **ХЛЮПИН П.А.** Индукционная нагревательная система для нефтепроводов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2015. 24 с.
  12. **ШАДРИНА П.Н.** Совершенствование технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтепромысловом оборудовании месторождений высоковязких нефтей: автореф. дис. ... канд. тех. наук. Уфа, 2017. 23 с.
  13. **KINNARI K.J., ASKVIK K.M., LI X.** Hydrate management of deadlegs in oil and gas production systems—background and development of experimental systems. *Energy & Fuels*. 2017. N31(11). P. 11783–11792.
  14. **BOUAT S., PINIER L., SEBASTIAN X., LOSKOL A.** Detection of hydrate plugs inside submarine pipelines using neutrons. *Nondestructive Testing and Evaluation*. October 2021. URL: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/10589759.2021.1990284>.
  15. **CHEN J., YAN K.L., CHEN G.J.** Insights into the formation mechanism of hydrate plugging in pipelines. *Chemical Engineering Science*. 2015. N122. P. 284–290.
  16. **DUAN W., KIRBY R., PRISUTOVA J.** On the use of power reflection ratio and phase change to determine the geometry of a blockage in a pipe. *Applied Acoustics*. 2015. 87. P. 190–197.
  17. **HU Y., LEE B.R., SUM A.K.** Insight into increased stability of methane hydrates at high pressure from phase equilibrium data and molecular structure. *Fluid Phase Equilibria*. 2017. N 450. P. 24–29.
  18. **LI X., LIU Y., LIU Z.** A hydrate blockage detection apparatus for gas pipeline using ultrasonic focused transducer and its application on a flow loop. *Energy Science & Engineering*. 2020. P. 1–11.
  19. **STRAUME E.O., KAKITANI C., MERINO-GARCIA D.** Experimental study of the formation and deposition of gas hydrates in non-emulsifying oil and condensate systems. *Chemical Engineering Science*. 2016. N 155. P. 111–126.
  20. **ZARINABADI S., SAMIMI A.** Problems of hydrate formation in oil and gas pipes deals. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*. 2011. N 5(12). P. 741–745.
- REFERENCES**
1. **ALMUKHAMETOVA E.M., GABDRAKHMANOV N.KH., ALMUKHAMETOV F.F., GABZALILOVA A.KH., PETROVA L.V., GARIFULLINA Z.A.** Efficiency of using a heating cable in the conditions of the Vankor field. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefsti i nefteproduktov*. 2016;2(104):9–17. (In Russian).
  2. **BOEV I.E., MOKINA D.S., PALKIN D.A.** Review of methods for combating hydrate formation in the gas field. *Innovacii. Nauka. Obrazovanie*. 2021;47:2083–2087. (In Russian).
  3. **BRINSTER I.R.** The problem of hydrate formation in pipelines. *Molodoj uchenyj*. 2020;52 (342):107–109. (In Russian).
  4. **BULATOV A.V., KUSOV G.V., SAVENYUK O.V.** Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal. Vol. 1. Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg». 2011:348. (In Russian).
  5. **GAZDIEV A.I.** Control of hydrate formation at the Urengoy gas condensate field. *Meridian*. 2020;2(36):444–446. (In Russian).
  6. **DARWIN B.S.** Thermoelectric plant "Warm Stream-1VP". *Novoe slovo v nauke: strategii razvitiya*. Collection of materials of the XIV International Scientific and Practical Conference. Chuvash State University named after I.N. Ulyanov; Kyrgyz Economic University named after M. Ryskulbekova. Cheboksary; 2020:99–101. (In Russian).
  7. **IVANOVA L.V., BUROV E.A., KOSHELEV V.N.** Asphalt, resin and paraffin deposits in the processes of production, transport and storage. *Neftegazovoe delo*. 2011;1:268–284. (In Russian).
  8. **KAMENSHCHIKOV F.A.** Thermal dewaxing of wells. Moscow: Academy. 2005:188. (In Russian).
  9. **KONDRATIEV E.YU.** Electrothermal system for providing thermal regimes for oil field equipment. PhD thesis. Ufa; 2018:23. (In Russian).

10. MALYSHEV A.G., CHEREMISIN N.A., SHEVCHENKO G.V. The choice of optimal ways to combat paraffin hydrate formation. *Neftyanoe hozyajstvo*. 1997;9:62–69. (In Russian).
11. KHLYPIN P.A. Induction heating system for oil pipelines. PhD thesis. Ufa;2015:24. (In Russian).
12. SHADRINA P.N. Improvement of technologies for combating asphalt, resin and paraffin deposits on oil-field equipment of high-viscosity oil fields. PhD thesis. Ufa;2017:23. (In Russian).
13. KINNARI K.J., ASKVIK K.M., LI X. Hydrate management of deadlegs in oil and gas production systems—background and development of experimental systems. *Energy & Fuels*. 2017;31(11):11783–11792.
14. BOUAT S., PINIER L., SEBASTIAN X., LOSKOL A. Detection of hydrate plugs inside submarine pipelines using neutrons. *Nondestructive Testing and Evaluation*. October 2021. URL: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/10589759.2021.1990284>.
15. CHEN J., YAN K.L., CHEN G.J. Insights into the formation mechanism of hydrate plugging in pipelines. *Chemical Engineering Science*. 2015;122:284–290.
16. DUAN W., KIRBY R., PRISUTOVA J. On the use of power reflection ratio and phase change to determine the geometry of a blockage in a pipe. *Applied Acoustics*. 2015;87:190–197.
17. HU Y., LEE B.R., SUM A.K. Insight into increased stability of methane hydrates at high pressure from phase equilibrium data and molecular structure. *Fluid Phase Equilibria*. 2017;450:24–29.
18. LI X., LIU Y., LIU Z. A hydrate blockage detection apparatus for gas pipeline using ultrasonic focused transducer and its application on a flow loop. *Energy Science & Engineering*. 2020:1–11.
19. STRAUME E.O., KAKITANI C., MERINO-GARCIA D. Experimental study of the formation and deposition of gas hydrates in non-emulsifying oil and condensate systems. *Chemical Engineering Science*. 2016;155:111–126.
20. ZARINABADI S., SAMIMI A. Problems of hydrate formation in oil and gas pipes deals. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*. 2011;5(12):741–745.

И. А. КАРАПУЗОВ,  
Р. О. КУРИЛОВИЧ, К. Г. ФЕДЮШКИН  
СНИЖЕНИЕ ГИДАТООБРАЗОВАНИЯ  
ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА  
ТАГУАБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

---

**Карапузов Иван Андреевич**,  
аспирант отделения Нефтегазового дела Национального  
исследовательского Томского политехнического университета

✉ e-mail: ivanak1482@gmail.com

**Курилович Роман Олегович**,  
аспирант отделения Нефтегазового дела Национального  
исследовательского Томского политехнического университета

✉ e-mail: kurilovichro@mail.ru

**Федюшкин Кирилл Геннадьевич**,  
аспирант отделения Нефтегазового дела Национального  
исследовательского Томского политехнического университета

✉ 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30,  
634050, Tomsk, Lenin Ave., 30  
e-mail: Kirill.fedyushkin95@mail.ru