



УДК 622.276 + 622.323  
Статья / Article  
© ПНИПУ / PNRPU, 2021



## Определение минимальных мероприятий в скважине по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений

**А.В. Митрошин**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

## Determination of the Minimum Measures in the Well to Prevent the Formation of Asphalt-Resin-Paraffin Deposits

**Alexander V. Mitroshin**

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 14.09.2020. Принята / Accepted: 01.02.2021. Опубликовано / Published: 01.04.2021

### Ключевые слова:

скважина, добыча нефти, асфальтосмолопарафиновые отложения, осложненный фонд, асфальтены, церезины, смолы, парафин, методы борьбы с АСПО, предотвращение АСПО, реагенты, ингибиторы, растворители, исследования, оценка эффективности.

Представлен анализ образования асфальтосмолопарафиновых отложений, рассматриваются критерии отнесения скважин к подгруппам вида осложнений и предложена классификация осложнения при добыче нефти. Нефть представляет собой сложную и разнообразную смесь различных углеводородов, как легких, так и тяжелых, находящихся в термодинамическом равновесии в пластовых условиях. На некоторых месторождениях добыча нефти не сопровождается образованием асфальтосмолопарафиновых отложений на глубинно-насосном оборудовании скважин, тогда как на остальных осложнена ими.

Рассмотрены методы предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений и методы борьбы с ними, представлена проделанная исследовательская работа по обоснованию применения химических реагентов для предотвращения образования осложнения в нефтедобывающих скважинах, определены минимальные мероприятия для подгрупп предложенной классификации осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями фонда. Кратко приведены методики определения эффективности действия ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений, разработанные в филиале «ПермНИПИнефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», на основе которых выполнялись исследования. Рассмотрены результаты исследований по подбору реагентов и определению их эффективности для осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями добывающего фонда скважин. Выявлено, что на протяжении работы скважин там, где меняются физико-химические свойства, эффективность ингибитора значительно снижается и не достигает критерия эффективности в 75 %. Так, в процессе добычи нефти необходимо периодически, не реже одного раза в три года, проверять эффективность подобранных реагентов, а также анализировать изменения таких параметров работы обрабатываемого объекта, как: изменение физико-химических свойств флюида; проведение геолого-технических мероприятий на скважине; значительное увеличение, уменьшение дебита; приобретение или изоляция пропластков, эксплуатационных объектов; изменения пластового, забойного давления в процессе эксплуатации.

Предложены подходы по скважинам: там, где в результате исследований не достигнут критерий эффективности химических реагентов, необходимо подбирать другие методы борьбы с осложнением.

### Keywords:

well, oil production, asphaltene resin paraffin deposits, complicated fund, asphaltenes, ceresins, resins, paraffin, methods of ARPD control, ARPD prevention, reagents, inhibitors, solvents, research, efficiency assessment.

An analysis of the formation of asphaltene resin paraffin deposits is presented, criteria for assigning wells to subgroups of the complications type are considered, and a classification of complications in oil production is proposed. Oil is a complex and varied mixture of various hydrocarbons, both light and heavy, in thermodynamic equilibrium under reservoir conditions. In some fields, oil production is not accompanied by the formation of asphaltene resin paraffin deposits on the downhole pumping equipment, while in others it is complicated by them.

Methods of preventing the deposition of asphaltene resin paraffin deposits and methods of dealing with them are considered, the research work done to substantiate the use of chemical reagents to prevent the formation of complications in oil-producing wells is presented, the minimum measures for subgroups of the proposed classification, complicated by asphaltene resin paraffin deposits of the fund, are presented. The methods for determining the effectiveness of the asphaltene resin paraffin deposits inhibitors, developed in the PermNIPIneft branch of LLC LUKOIL-Engineering, were briefly presented, on the basis of which the studies were carried out. The results of studies on the selection of reagents and determination of their effectiveness for the production well stock complicated by asphaltene resin paraffin deposits were considered. It was found that during wells operation where the physicochemical properties changed, the effectiveness of the inhibitor significantly decreased and did not reach the efficiency criterion of 75%. So, in oil production it is necessary to periodically, at least once every three years, check the effectiveness of the selected reagents, as well as analyze changes in such parameters of the processed object as: change in the physicochemical properties of the fluid; geological and technical measures at the well; significant increase, decrease in production; involvement or isolation of interlayers, production facilities; changes in reservoir, bottomhole pressure during operation.

Approaches for wells are proposed: where, as a result of research, the criterion of the effectiveness of chemical reagents has not been achieved, it is necessary to select other methods to avoid the complication.

**Митрошин Александр Валентинович** – заместитель директора филиала по научной работе в области добычи нефти (тел.: +007 929 233 94 04, e-mail: Aleksandr.Mitroshin@pnn.lukoil.com).

**Alexander V. Mitroshin** (Author ID in Scopus: 57220033187) – Deputy Director of the Branch for Scientific Work in the Field of Oil Production (tel.: +007 929 233 94 04, e-mail: Aleksandr.Mitroshin@pnn.lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Митрошин А.В. Определение минимальных мероприятий в скважине по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Недропользование. – 2021. – Т.21, №2. – С.94-100. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.7

Please cite this article in English as:

Mitroshin A.V. Determination of the Minimum Measures in the Well to Prevent the Formation of Asphalt-Resin-Paraffin Deposits. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.2, pp.94-100. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.7

## Введение

Нефть представляет собой сложную и разнообразную смесь различных углеводородов, как легких, так и тяжелых, находящихся в термодинамическом равновесии в пластовых условиях. На некоторых месторождениях добыча нефти не сопровождается образованием асфальтеномолопарафиновых отложений на газонасосном оборудовании (ГНО) скважин, тогда как на остальных осложнена ими.

Диаграмма распределения скважин осложненного фонда асфальтеномолопарафиновыми отложениями (АСПО) фонда в разрезе нефтегазодобывающих обществ (НГДО) ПАО «ЛУКОЙЛ» представлена на рис. 1.

Нефтепромысловые АСПО представляют собой смесь высокомолекулярных соединений, состоящих из парафина, церезина, смол и асфальтенов.

Асфальтены – в стандартных условиях порошкообразные вещества черного цвета с молекулярной массой от 1500 до 10 000. Чем больше растворенных асфальтенов в пластовой нефти, тем больше ее вязкость. Растворяются в ароматических углеводородах, хлороформе и сероуглероде.

Смолы – жидкости или пластические вещества высокой плотности и вязкости с молекулярным весом от 450 до 1500. Плотность близка к единице. Растворяются в предельных и ароматических углеводородах.

Церезины – смесь твердых алканов с числом атомов углерода в молекуле от С35 до С55. Растворяются в пентане, гексане, гептане и других углеводородах.

Парафины – смесь твердых углеводородов (твердые в обычных условиях) с числом атомов в молекуле от С16 до С35. Растворяются в насыщенных углеводородах – пентане, гексановой фракции, гептане.

АСПО начинают выделяться в нефти (кристаллизоваться) в стадии подъема на поверхность, главным образом при снижении температуры нефти ниже температуры ее насыщения парафином. Кроме того, при определенных термобарических условиях асфальтены начинают откладываться в пласте и кольматируют призабойную зону пласта. При изменении термобарических условий нарушение стабильности приводит к сокристаллизации выделяющихся из нефти асфальтенов, смол и парафинов, формированию АСПО разных типов как на стенках эксплуатационной колонны (ЭК), так и на ГНО добывающих скважин.

На интенсивность образования АСПО влияют следующие факторы:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное разгазирование;
- снижение температуры по стволу скважины по мере приближения к устью;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси, которая может обеспечить либо отрыв кристаллов парафина с поверхности ГНО, либо, напротив, их осаждение;
- изменение состава каждой фазы смеси и соотношения объемов фаз;
- шероховатость поверхности ГНО;
- адсорбционные процессы, обусловленные присутствием в нефти смолистых компонентов, обладающих высокой адгезией к металлической поверхности.

В скважине перечисленные факторы меняются непрерывно от забоя до устья, поэтому наличие и характер отложений не являются постоянными. Образование АСПО происходит преимущественно из-за снижения температуры и давления, разгазирования в процессе подъема нефти по стволу скважины. Растворимость асфальтеномолопарафиновых веществ (АСПВ) уменьшается, начинается кристаллизация парафина, осаждение АСПВ на поверхности нефтепромыслового оборудования. По мере их накопления производительность скважин снижается вплоть до полного прекращения добычи.

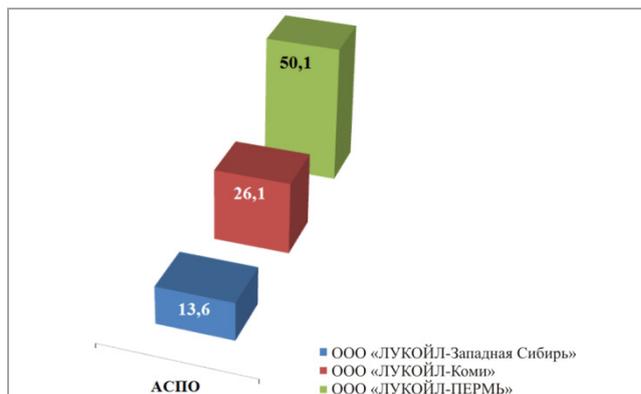


Рис. 1. Доля скважин осложненного фонда с АСПО по НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 01.01.2020 г.

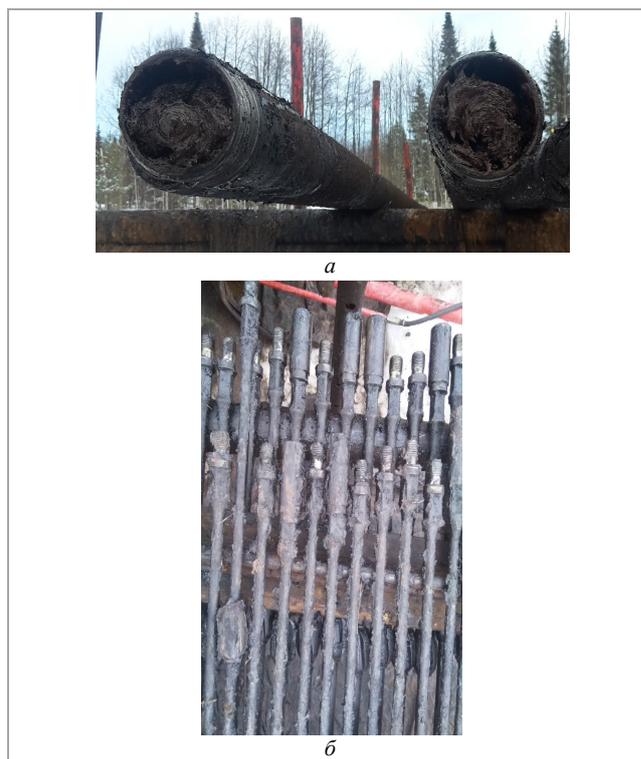


Рис. 2. АСПО: а – внутри насосно-компрессорных труб (НКТ); б – на насосных штангах (НШ)

На рис. 2 представлены примеры АСПО на элементах ГНО добывающих скважин.

### Отнесение скважин к подгруппам вида осложнения

По массовому содержанию парафинов, смол и асфальтенов нефти подразделяются на следующие типы.

По содержанию парафинов:

- малопарафинистая –  $\leq 1,5\%$ ;
- парафинистая –  $> 1,5\% \leq 6,0\%$ ;
- высокопарафинистая –  $> 6,0\%$ .

По содержанию смол и асфальтенов:

- малосмолистая –  $\leq 5,0\%$ ;
- смолистая –  $> 5,0\% \leq 15,0\%$ ;
- высокосмолистая –  $> 15,0\%$ .

По плотности нефти подразделяются на типы:

- особо легкая –  $\leq 0,830 \text{ г/см}^3$ ;
- легкая –  $> 0,830 \text{ г/см}^3 \leq 0,850 \text{ г/см}^3$ ;
- средняя –  $> 0,850 \text{ г/см}^3 \leq 0,870 \text{ г/см}^3$ ;
- тяжелая –  $> 0,870 \text{ г/см}^3 \leq 0,895 \text{ г/см}^3$ ;
- битуминозная –  $> 0,895 \text{ г/см}^3$ .

Подгруппы по категориям сложности АСПО

Подгруппа		
A1	A2	A3
Расчеты в программных продуктах с использованием результатов лабораторных исследований физико-химических свойств продукции скважин и геолого-технических данных по объекту разработки указывает на склонность нефти к выпадению АСПО	Типы добываемой нефти: – тяжелая высокосмолистая парафинистая; – тяжелая высокосмолистая высокопарафинистая; – битуминозная высокосмолистая парафинистая; – битуминозная высокосмолистая высокопарафинистая	Результаты динамометрии, снижение производительности насосной установки, рост давления в выкидных линиях, отставание колонны НШ, прихват скребка, прихват насосной установки
Скважины, в которых наблюдается отложения АСПО на ГНО (по результатам подъема, разбора ГНО)	Выявление фактов преждевременных отказов любого вида ГНО по причине АСПО	Выявление фактов преждевременных отказов любого вида ГНО по причине АСПО при выполнении всех запланированных мероприятий по борьбе и предупреждению осложнения

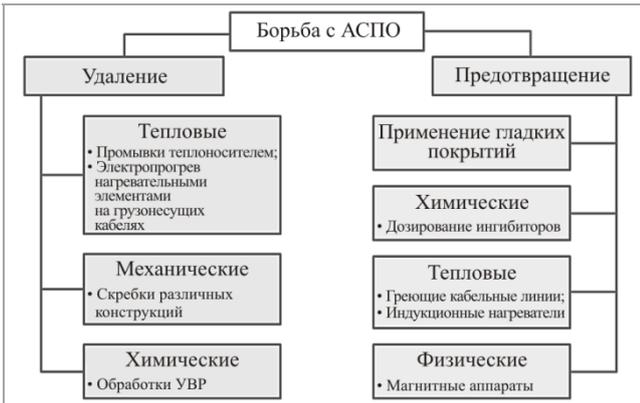


Рис. 3. Основные методы борьбы с АСПО

Для классификации осложнения эксплуатации добывающих скважин АСПО принято использовать следующие критерии:

1. Типы нефти: тяжелая высокосмолистая парафинистая, тяжелая высокосмолистая высокопарафинистая, битуминозная высокосмолистая парафинистая и более насыщенный парафинами тип нефти – битуминозная высокосмолистая высокопарафинистая.
2. Расчеты в программных продуктах с использованием результатов лабораторных исследований физико-химических свойств продукции скважин и геолого-технических данных по объекту разработки указывают на склонность нефти к выпадению АСПО.
3. Результаты динамометрии, снижение производительности насосной установки, рост давления в выкидных линиях, отставание колонны НШ, прихват скребка, прихват насосной установки.
4. Скважины, в которых наблюдается отложения АСПО на ГНО (по результатам подъема, разбора ГНО).
5. Выявление фактов преждевременных отказов любого вида ГНО по причине АСПО.
6. Выявление фактов преждевременных отказов любого вида ГНО по причине АСПО при выполнении всех запланированных мероприятий по борьбе и предупреждению осложнения.

Согласно критериям, сформированы подгруппы по категориям сложности АСПО (табл. 1).

**Методы борьбы с осложнением**

Борьба с АСПО при добыче нефти ведется по двум направлениям:  
– профилактика или предотвращение отложений;  
– удаление уже сформировавшихся отложений.  
Основные методы борьбы с отложениями представлены на рис. 3.

**Применение гладких покрытий**

Это метод покрытия внутренней поверхности НКТ стойкими к отложению парафина материалами – эмальями, эпоксидными смолами и другими материалами, применение стеклопластиковых НКТ. Применение эмалей, эпоксидных смол и стеклопластиковых НКТ позволяет уменьшить объем операций по депарафинизации НКТ с помощью горячих промывок и химобработок.

**Тепловые методы**

К тепловым методам предупреждения АСПО относится применение различных нагревателей – линейные нагреватели (греющие кабельные линии), индукционные устройства локального прогрева. Компенсация тепловых потерь в скважине с использованием нагревательных кабельных линий является наиболее универсальным способом, также снижающим вязкость эмульсий.

Одним из основных методов удаления АСПО является промывка скважин теплоносителем. В качестве теплоносителя используется горячая нефть или горячая вода с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ). Суть метода заключается в том, что теплоноситель (нагретая нефть или вода) закачивается в затрубное пространство скважины, нагревает АСПО, находящиеся в насосно-компрессорных трубах (НКТ), через стенку труб расплавленные полностью или частично отложения уносятся в выкидную линию потоком жидкости. Нагревание снаружи НКТ приводит к тому что, если даже отложения не полностью переходят в жидкое состояние, они могут уноситься потоком, так как расплавленный слой отложений уже не имеет достаточных свойств сцепления для удержания на поверхности НКТ. При использовании в качестве теплоносителя нефти эффективное удаление парафиновых отложений достигается не только за счет теплового воздействия, но и за счет растворения горячей нефтью парафиновой массы. Однако при дальнейшей транспортировке нефти, насыщенной парафином при высокой температуре, имеет место вторичное выпадение парафина в трубопроводе из-за снижения температуры потока. При этом процесс формирования вторичных отложений может оказаться настолько интенсивным, что после нескольких промывок теплоносителем возможно образование парафиновой пробки в выкидной линии. Аналогичные случаи возможны и при промывке скважины горячей водой.

В целях предотвращения формирования отложений при вторичном выпадении парафина из раствора необходимо в теплоноситель вводить либо ингибитор

парафиноотложений, либо ПАВ, обладающие свойством диспергирования смолопарафиновой массы. Эти реагенты, как правило, подбираются в лаборатории с учетом свойств нефтей и условий того месторождения, на скважинах которого предполагается применять эти способы и реагенты.

Для удаления парафиновых пробок с целью восстановления циркуляции специализированными предприятиями разработаны способы электропрогрева скважинного оборудования нагревательными элементами трубного типа на грузонесущих кабелях.

### Механические методы

Удаление АСПО механическим способом осуществляется с помощью скребков различных конструкций. При эксплуатации скважин насосными установками с погружным электродвигателем (ПЭД) и фонтанным способом НКТ очищают скребками, которые спускаются на проволоке. На скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами (ШГН), применяются скребки-центраторы, которые закреплены на штангах через определенный интервал. Скребки срезают АСПО со стенок НКТ, которые потоком жидкости выносятся на поверхность.

### Физические методы

Метод основан на применении магнитных аппаратов и воздействии магнитного поля на флюид. Механизм предотвращения отложений следующий: водонефтяная эмульсия, поступающая в скважину, содержит в своем составе примеси железа в типичных концентрациях 10–100 мг/л; эти примеси сформированы в основном в форме агрегатов ферромагнитных микрокристаллов железа (ФМЖ). При прохождении нефтяного потока через область магнитного поля происходит разрушение агрегатов ФМЖ на отдельные субмикронные частицы. Так как в каждом агрегате содержится от нескольких сотен до нескольких тысяч микрочастиц, то разрушение агрегатов приводит к резкому, от 100 до 1000-кратному, увеличению концентрации центров кристаллизации парафинов. Поскольку скорость радиального перемещения включений пропорциональна их объему, то при увеличении количества центров кристаллизации в 100 раз во столько же раз уменьшится средний размер кристаллов парафина и в 100 раз уменьшится скорость переноса парафинов к стенке трубопровода. В результате разрушения агрегатов кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объемной, устойчивой взвеси, а скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров, выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина, то есть тоже в 100 раз. Подбор магнитного аппарата для конкретной скважины необходимо проводить путем исследования воздействия магнитного поля на добываемый флюид.

### Химические методы

Одним из самых распространенных методов предупреждения АСПО является дозированная подача ингибиторов АСПО. Производимые ингибиторы содержат в своем составе и депрессаторы – вещества, снижающие температуру кристаллизации парафина, и модификаторы, или диспергаторы, – вещества, снижающие структурную связь и монолитность отложений. Ингибиторы также обладают в

определенной степени моющими и растворяющими свойствами. Каждое месторождение имеет отличные от других месторождений состав и свойства нефти и пластовых флюидов. Даже в пределах одного месторождения, в зависимости от того, где расположена скважина – в центре или периферии, состав и свойства нефти могут значительно отличаться. Поэтому необходимо подбирать соответствующий ингибитор для каждой скважины индивидуально. Выбор ингибитора производится на основе лабораторных и промышленных испытаний. Эффективность применяемого ингибитора по результатам лабораторных испытаний должна быть не менее 75 %. Данный реагент будет способствовать увеличению межочистного периода, но не исключает осуществления операций по удалению АСПО. При применении ингибитора с эффективностью от 95 % АСПО не образуются.

Для каждого ингибитора определяется величина его дозирования на тонну добываемой нефти. Величина дозирования, в свою очередь, зависит от способа подачи ингибитора в продукцию скважины.

В качестве средств дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины или непосредственно на прием насосной установки с помощью скважинных трубопроводов применяются дозирочные устройства типа устьевых блоков подачи реагента (УБПР) или дозаторы глубинные (ДГ), смонтированные ниже насосной установки.

Для ликвидации АСПО в скважинном и нефтепромысловом оборудовании применяются углеводородные растворители (УВР). Как правило, в большинстве случаев растворители АСПО применяются, когда другие методы и способы не дают положительного результата. Например, при глубинных отложениях АСПО в НКТ, в ЭК или в рабочих органах насосов.

### Обоснование применения химических реагентов для предупреждения АСПО в скважине

В рамках проведения опытно-лабораторных и опытно-промышленных испытаний реагентов для предотвращения АСПО проводится комплекс исследований для определения эффективности применения реагентов. Каждый объект исследуется индивидуально: даже на одном месторождении, на одном эксплуатационном объекте, на пробуренных рядом скважинах реагенты показывают разную эффективность. Это связано с различными условиями (физическими, химическими) в каждой отдельной скважине, трубопроводе, аппарате. Также в процессе добычи нефти необходимо периодически не реже одного раза в три года проверять эффективность подобранных реагентов, а также при изменении таких параметров работы обрабатываемого объекта, как:

- изменение физико-химических свойств флюида;
- проведения ГТМ на скважине;
- значительное увеличение, уменьшение дебита;
- приобщение или изоляция пропластков, эксплуатационных объектов;
- изменения пластового, забойного давления в процессе эксплуатации.

При реализации одного из вышеуказанных пунктов необходимо выполнять переопределения применяемых химических реагентов. Филиалом «ПермНИПИнефть» проведено значительное количество исследований по определению эффективности действия ингибиторов АСПО для предотвращения осложнений при добыче нефти.

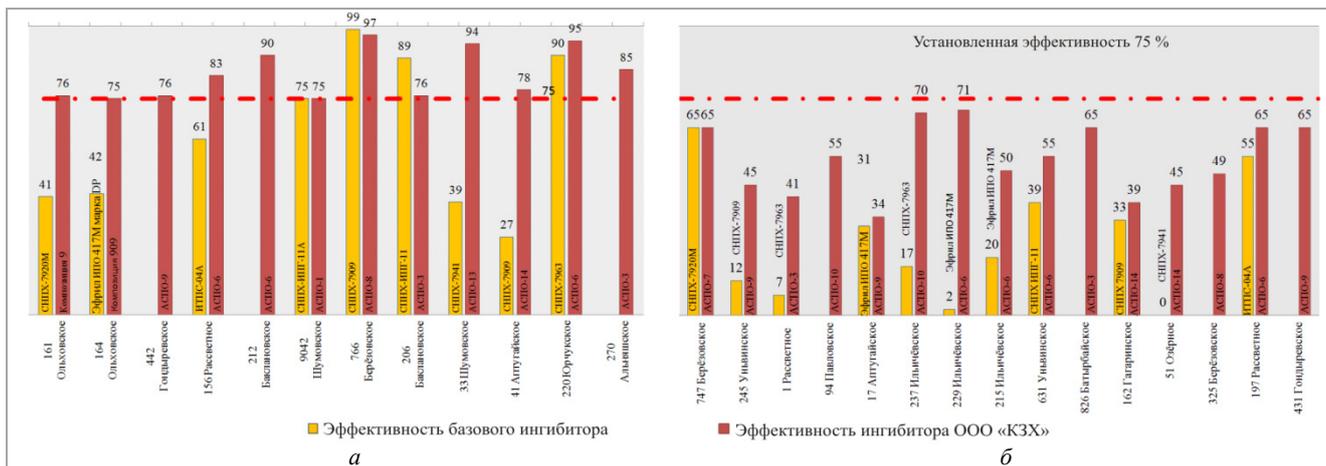


Рис. 4. Эффективность базовых (подобранных ранее) химических реагентов в сравнении с эффективностью: а – новых подборов; б – новых подборов, не достигших критерия 75 %

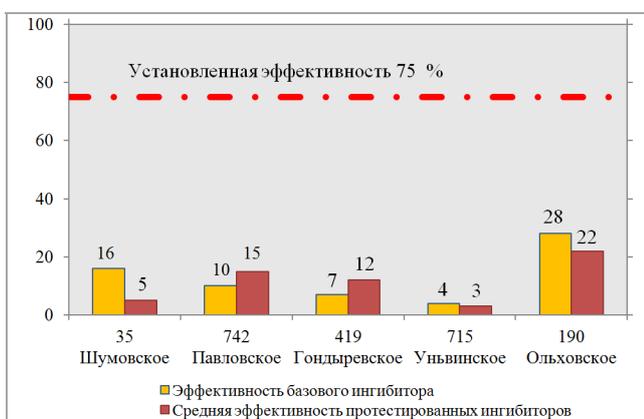


Рис. 5. Эффективность базовых (подобранных ранее) химических реагентов в сравнении с эффективностью новых подборов

**Метод определения эффективности действия ингибиторов АСПО по «холодному стержню»**

Сущность данного метода заключается в сравнительной оценке эффективности нескольких ингибиторов АСПО или одного ингибитора при различных концентрациях в динамическом режиме, характерном для конкретных условий добычи или транспорта нефти. Метод применим для нефти с обводненностью не выше 20 %.

Расчет эффективности ингибиторов парафиноотложений (Э) производят по формуле:

$$\text{Э} = \frac{m_0 - m_1}{m_0} \cdot 100 \%,$$

где  $m_0$  – масса парафиноотложений, выделившихся на «холодном стержне» из нефти, не обработанной ингибитором (ячейка сравнения);  $m_1$  – масса парафиноотложений, выделившихся на «холодном стержне» из нефти, обработанной ингибитором.

За результат измерений принимают среднее арифметическое значение двух параллельных определений.

**Определение эффективности действия ингибиторов АСПО визуальным методом**

Сущность метода заключается в сравнительной оценке результатов испытания, выборе самого

эффективного ингибитора по показателям отмыва пленки нефти, дисперсии, налипания, замазывания, общего отмыва колбы от АСПО. Метод применим для нефти с обводненностью выше 20 %.

Эффективность ингибитора (Э, %) вычисляется по формуле:

$$\text{Э} = X_1 - X_2 + X_3 + X_4 + X_5,$$

где по таблицам согласно методике определяется:

- $X_1, \%$  – оценка времени отмыва пленки нефти;
- $X_2, \%$  – оценка дисперсии частиц АСПО;
- $X_3, \%$  – оценка налипания частиц АСПО;
- $X_4, \%$  – оценка замазывания частиц АСПО;
- $X_5, \%$  – общий отмыв колбы от АСПО.

За результат измерений принимают среднее арифметическое значение двух параллельных определений.

**Результаты исследований определения эффективности действия ингибиторов АСПО**

В результате проведенных исследований наблюдали снижение эффективности базовых реагентов (рис. 4).

Как видно из данных рис. 4, ранее подобранные реагенты (базовые) на данный момент уже не удовлетворяют критерию эффективности 75 %, поэтому по данному фонду работа по поиску эффективных реагентов и доработке составов, приближенных к критерию эффективности, продолжается.

По некоторым скважинам подбор химических реагентов для предотвращения АСПО вообще не дает эффективных результатов для применения химического метода борьбы с отложениями (рис. 5).

По таким скважинам нами сделано предложение по определению подходов к данной группе объектов (исключение дозирования реагента, смена способа борьбы с осложнением, доработка реагента).

**Заключение**

Перед реализацией на скважине мероприятий по удалению или предотвращению осложнений, связанных с АСПО, необходимо выполнить оценку технологической эффективности и экономической целесообразности применения технологии.

Минимальные мероприятия для подгрупп осложненного фонда представлены в табл. 2.

Минимальные мероприятия для подгрупп осложненного фонда АСПО

Подгруппа		
A1	A2	A3
Минимальные мероприятия		
Механическая очистка НКТ насосными штангами со скребками (штангового глубинного насоса (ШГН)) и скребками (электроцентробежный насос (ЭЦН), электровинтовой насос ЭВН)) с применением стационарных полуавтоматических и автоматических депарафинизационных установок	Механическая очистка НКТ насосными штангами со скребками (ШГН) и скребками (ЭЦН, ЭВН) с применением стационарных полуавтоматических и автоматических депарафинизационных установок	Механическая очистка НКТ насосными штангами со скребками (ШГН) и скребками (ЭЦН, ЭВН) с применением стационарных полуавтоматических и автоматических депарафинизационных установок
	Применение магнитного аппарата (ШГН) по результатам лабораторных исследований	Дозированная подача ингибиторов АСПО по результатам лабораторных исследований
	Промывки скважин теплоносителем (горячая нефть или горячая вода с добавлением поверхностно-активного вещества (ПАВ) по результатам лабораторных исследований) с подбором межочисточного периода (МОП) опытным путем	Внедрение нагревательных кабельных линий по результатам теплового расчета
	Обработки скважин УВР по результатам лабораторных исследований с подбором МОП опытным путем	

## Библиографический список

1. Методика формирования осложненного фонда скважин / введена приказом ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» № а-34 от 21.01.2016. – Пермь, 2016.
2. Методические указания по выбору технологий и технических средств для предупреждения образования АСПО в добывающих скважинах / введены приказом ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» № а-770 от 21.12.2016. – Пермь, 2016.
3. Технологический регламент по работе с гидратопарафинообразующим фондом скважин и проведения обработок скважин теплоносителем / утвержден Первым заместителем генерального директора-главным инженером ТПП «Урайнефтегаз» О.Г. Зацепиным 16.12.2010.
4. Технологический регламент по проведению работ на осложненном солеотложениями фонде скважин ТПП «Урайнефтегаз» / введен приказом ТПП «Урайнефтегаз» № 333 от 20.10.2011. – Урай, 2011.
5. Регламент формирования движения гидратопарафинообразующего фонда скважин / утвержден первым заместителем генерального директора-главным инженером ТПП «Когалымнефтегаз» М.А. Салиховым 02.03.2007. – Когалым, 2007.
6. Регламент по проведению работ на осложненном солеотложениями и коррозийном фонде скважин / утвержден первым заместителем генерального директора-главным инженером ТПП «Лангепаснефтегаз» Н.А. Насибулдиным 18.05.2010. – Лангепас, 2010.
7. Критерии отнесения скважин к осложненному фонду / утверждены первым заместителем генерального директора ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Р.П. Пивоваром 22.07.2015.
8. Положение о ведении технологической работы в цехах добычи нефти и газа в ПАО «Татнефть». Раздел 10. Работа с осложненным фондом скважин.
9. Технический стандарт ТНК-ВР по подбору УЭЦН к скважине с учетом осложняющих факторов / утвержден управляющим директором по производству и технологиям ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» Т. Саммерсом 10.04.2009. – М., 2009.
10. Приложение 5 к положению компании «Требования по классификации причин отказов и порядок расследования отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин». Классификация факторов, осложняющих эксплуатацию скважин и отнесение скважин к определенной категории / ПАО «НК «Роснефть». – М., 2018.
11. Методические указания по подбору и расчету потребности установок электроцентробежных насосов / утверждены и.о. начальника Департамента добычи нефти и газа ПАО «Газпром нефть» Н.М. Павлючко 06.04.2018; ПАО «Газпром нефть». – М., 2018.
12. ГОСТ 9.908-85 ЕСЗКС. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости. – М., 1985.
13. ГОСТ 9.502-82 ЕСЗКС. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний. – М., 1982.
14. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.
15. Методическим рекомендациям по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов / утв. распоряжением Министерства природы России № 3-р от 01.02.2016. – М., 2016.
16. Салимов А.А. Анализ эффективности методов борьбы с парафиноотложениями на скважинах Ванкорского месторождения // Сибирский федеральный университет // Молодая нефть: сб. статей Всерос. молодежной науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли. – 2015. – С. 123–128.
17. Иванова Л.В., Бузов Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
18. Горбаченко В.С., Демяненко Н.А. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П.О. Сухого. – 2016. – № 3. – С. 17–23.
19. Сравнение технологий ЭЦН для работы с большим содержанием газа в насосе на основе промышленных испытаний / В.Г. Бедрин, М.М. Хасанов, Р.А. Хабидуллин, В.А. Краснов, А.А. Пашали, К.В. Литвиненко, В.А. Елизичев, М. Прадо // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, October 2008. Paper Number: SPE-117414-MS. DOI: 10.2118/117414-MS
20. Шайхутдинов И.К. Расчет забойного давления и давления на приеме погружного насоса // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 11. – С. 82–85.
21. Колесова С.Б., Насыров А.М., Полозов М.Б. Снижение влияния свободного газа на работу насосного оборудования // Экспозиция нефть и газ. – 2018. – № 6 (66). – С. 48–51.
22. Власов В.В., Ишмуразин А.А. Эффективность применения стандартного штангового насоса в процессах откати многокомпонентной жидкости // Нефтегазовое дело. – 2003. – № 2. – С. 1–7.
23. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. – Ижевск: Парацельс Принт, 2015. – 354 с.
24. Оборудование для добычи нефти с высоким содержанием свободного газа и опыт его эксплуатации / Ш.Р. Агеев, А.М. Джалаев, А.В. Берман, А.Г. Кан, М.Л. Осипов, А.Н. Дроздов, В.Н. Маслов, М.О. Перельман, Ф.Ф. Хафизов // Society of Petroleum Engineers – Gulf Coast Section Electric Submersible Pump Workshop held in Houston. – Texas, 2005.
25. Бахтизин Р.Н., Смольников Р.Н. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 159–169.
26. Анализ реологических свойств высоковязких нефтяных эмульсий и построение номограмм, в зависимости от обводненности по температурам, выявление причин образования стойких нефтяных эмульсий по скважинам опорного фонда: отчет о проделанной работе / Филиал «ПечорНИПИнефть» в г. Ухта.
27. Инструкция по предупреждению и борьбе с гидратообразованием в скважинах и промысловых коммуникациях на месторождениях крайнего севера / Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов (ВНИИГАЗ).
28. Регламент по эксплуатации скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» / введен приказом № 243 от 20.05.2011.
29. Технологический регламент на проведение пароциклических обработок скважин пермокарбонатной залежи Усинского месторождения / введен 14.04.2016.
30. Авт. св-во 1804615. Российская Федерация, кл. G01N 24/08. Способ определения эффективности действия ингибитора парафиноотложения в нефти. / Тульбович Б.И. [и др.]; заявитель и патентообладатель ПермНИПИнефть. – № 4906526, заявл. 31.01.1991; опубл. 23.03.1993. Бюл. № 11.
31. Патент 2238546, Российская Федерация, кл. G01N 24/08. Способ определения эффективности действия ингибитора парафиноотложения в нефти / Злобин А.А.; заявитель и патентообладатель ООО «ПермНИПИнефть». – № 2003108544/28, заявл 27.03.2003 опубл. 20.10.2004. Бюл. № 29.
32. Патент 2186202, Российская Федерация, кл. E21B 37/06. Способ подбора потенциально эффективных реагентов для удаления и предупреждения смолопарафиновых отложений / Саяхов Ф.Л., и др.; заявитель и патентообладатель Башкирский государственный университет, ОАО «Архангельскгеолодобыча». – № 2001117958/03, заявл. 27.06.2001; опубл. 27.07.2002. Бюл. № 21.
33. Патент 2672586, Российская Федерация, кл. C10G 75/00. Способ оценки эффективности ингибитора асфальтена / ФУШАРД Дэвид Марк Дэниел (US), и др.; заявитель и патентообладатель ЭКОЛАБ ЮэСэй ИНК. (US). – № 2015144275, заявл. 05.03.2014; опубл. 16.11.2018. Бюл. № 32.
34. Комплексные ингибиторы для удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений / А.Ф. Фарлеева, М.Н. Гараскина, Г.М. Сидоров, Е.В. Грохотова, Р.Р. Габдулхаков // Фундаментальные исследования. – 2017. – № 4. – С. 297–304.
35. Оценка эффективности композиционного реагента для ингибирования асфальто-смоло-парафиновых отложений и снижения вязкости нефтяных эмульсий Ульяновской области / Д.Р. Нигмадзянова, О.Ю. Сладковская, О.В. Угрюмов, Н.В. Асылкено // Вестник технологического университета. – 2018. – Т. 21, № 6. – С. 59–63.
36. Егоров А.В., Николаев В.Ф., Султанова Р.Б. Упрощенный метод «Холодного стержня» для оценки ингибирующего действия реагентов, применяемых при профилактике и удалении парафиноотложений с металлических поверхностей при добыче и транспорте нефти // Проблемы нефтедобычи, нефтехимии, нефтепереработки и применения нефтепродуктов // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15, № 8. – С. 295–299.
37. Верховых А.А., Елицинский А.А. Оценка эффективности физического метода по извлечению высокомолекулярных компонентов нефти // Вестник технологического университета. – 2015. – Т. 18, № 19. – С. 74–76.
38. Бешагина Е.В., Попок Е.В. Выбор многофункциональных композиций для предотвращения накопления асфальтосмолистых отложений // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2. – С. 1607–1610.
39. Глущенко В.Н., Шишигузов Л.М., Юрпалов И.А. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С. 84–87.
40. Ингибитор парафиноотложения комплексного действия для нефтяных эмульсий и парафинистых нефтей / А.В. Егоров [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 2. – С. 334–348.
41. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / М.Ш. Каюмов, В.П. Тронов, И.А. Гуськов, А.А. Липаев // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 48–49.

42. Евдокимов И.Н., Лосев А.П., Могильниченко М.А. Влияние содержания парафинов на дисперсное строение углеводородных флюидов при пониженных температурах // Бурение и нефть. – 2018. – № 9. – С. 20–22.  
 43. Ибрагимов Н.Г. Повышение эффективности добычи нефти на месторождениях Татарстана. – М.: Недра-Бизнес-центр, 2005. – 316 с.  
 44. Злобин А.А., Юшков И.Р. К вопросу о механизме действия ингибиторов для защиты от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) // Вестник Пермского университета. Геология. – 2011. – Вып. 3 (12). – С. 78–83.  
 45. Глушенко В.Н., Силин М.А., Герин Ю.Г. Нефтепромысловая химия. Предупреждение и устранение асфальтосмолопарафиновых отложений. – М.: Интерконтакт Наука, 2009. – Т. 5. – 475 с.

References

1. Metodika formirovaniia oslozhnennogo fonda skvazhin [Methodology for the formation of a complicated well stock]. Vvedena prikazom OOO "LUKOIL-Perm" № a-34 ot 21.01.2016. Perm, 2016.  
 2. Metodicheskie ukazaniia po vyboru tekhnologii i tekhnicheskikh sredstv dlia preduprezhdeniia obrazovaniia ASPO v dobyvaiushchikh skvazhinakh [Methodological guidelines for the choice of technologies and technical means to prevent the formation of ARPD in production wells]. Vvedeny prikazom OOO "LUKOIL-Perm" № a-770 ot 21.12.2016. Perm, 2016.  
 3. Tekhnologicheskii reglament po rabote s gidratoparafinoobrazuiushchim fondom skvazhin i provedeniia obrabotok skvazhin teplositelem [Technological regulations for working with a hydrate-paraffin-forming well stock and for treating wells with a coolant]. Uтвержден Первым заместителем генерального директора-главным инженером TPP "Urainteftegaz" O.G. Zatspeinyum 16.12.2010.  
 4. Tekhnologicheskii reglament po provedeniiu rabot na oslozhnennom soleotlozheniim fonde skvazhin TPP "Urainteftegaz" [Technological regulations for work on the well stock complicated by salt deposits at TPP "Urainteftegaz"]. Vveden prikazom TPP "Urainteftegaz" № 333 ot 20.10.2011. Urai, 2011.  
 5. Reglament formirovaniia dvizheniia gidratoparafinoobrazuiushchego fonda skvazhin [Regulations for the formation of the movement of the hydrate-paraffin-forming well stock]. Uтвержден Первым заместителем генерального директора-главным инженером TPP "Kogalymeftegaz" M.A. Salikhovym 02.03.2007. Kogalym, 2007.  
 6. Reglament po provedeniiu rabot na oslozhnennom soleotlozheniim i korrozii fonde skvazhin [Regulations for work on a well stock complicated by scale and corrosion]. Uтвержден Первым заместителем генерального директора-главным инженером TPP "Langepasneftegaz" N.A. Nasibullinym 18.05.2010. Langepas, 2010.  
 7. Kriterii otnoseniia skvazhin k oslozhnennomu fondu [Criteria for classifying wells as a complicated stock]. Uтверждены Первым заместителем генерального директора OOO "LUKOIL-Komi" R.P. Pivovarov 22.07.2015.  
 8. Polozhenie o vedenii tekhnologicheskoi raboty v tsekhhakh dobychi nefiti i gaza v PAO "Tatneft". Razdel 10. Rabota s oslozhnennym fondom skvazhin [Regulations on the conduct of technological work in the oil and gas production shops in PJSC TATNEFT. Section 10. Working with complicated well stock].  
 9. Tekhnicheskii standart TNK-VR po podboru UETS k skvazhine s uchedom oslozhniaiushchikh faktorov [TNK-BP technical standard for selection of ESP units for a well taking into account complicating factors]. Uтвержден Управлющим директором по производству и технологиям ОАО "TNK-VR Menedzhment" T. Sammersom 10.04.2009. Moscow, 2009.  
 10. Prilozhenie 5 k polozheniiu kompanii "Trebovaniia po klassifikatsiiu prichin otkazov i poriadok rassledovaniia otkazov vnutrinskivazhinogo oborudovaniia mekhanizirovannogo fonda skvazhin". Klassifikatsiia faktorov, oslozhniaiushchikh ekspluatatsiiu skvazhin i otnoseniia skvazhin k opredelennoi kategorii [Appendix 5 to the company's regulation "Requirements for the classification of causes of failures and the procedure for investigating failures of downhole equipment in mechanized wells". Classification of factors complicating well operation and assignment of wells to a specific category]. PAO "NK "Rosneft". Moscow, 2018.  
 11. Metodicheskie ukazaniia po podboru i raschetu potrebnosti ustanovok elektrosentrobezhnykh nasosov [Guidelines for the selection and calculation of the needs of electric centrifugal pump installations]. Uтверждены 1.0. Nachalnika Departamenta dobychi nefiti i gaza PAO "Gazprom neft" N.M. Pavlechko 06.04.2018. PAO "Gazprom neft".  
 12. GOST 9.908-85 ESZKS. Metally i сплавы. Metody opredeleniia pokazatelei korrozii i korroziionnoi stoikosti [GOST 9.908-85 ESZKS. Metals and alloys. Methods for determination of indicators of corrosion and corrosion resistance]. Moscow, 1985.  
 13. GOST 9.502-82 ESZKS. Ingibitory korrozii metallov dlia vodnykh sistem. Metody korroziionnykh ispytaniia [GOST 9.502-82 ESZKS. Metal corrosion inhibitors for water systems. Corrosion test methods]. Moscow, 1982.  
 14. Persiantsev M.N. Dobycha nefiti v oslozhnennykh usloviiaxh [Oil production in difficult conditions]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2000, 653 p.  
 15. Metodicheskie rekomendatsii po primeneniiu klassifikatsiiu zapasov i resursov nefiti i goruchikh gazov [Guidelines for the application of the classification of reserves and resources of oil and combustible gases]. Uтверждены rasporiazheniem Ministerstva prirody Rossii № 3-r ot 01.02.2016. Moscow, 2016.  
 16. Salimov A.A. Analiz effektivnosti metodov bor'by s parafinootlozheniim na skvazhinakh Vankor field. Molodaia neft'. Sbornik statei Vserossiiskoi molodezhnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii neftegazovoi otrasli. Krasnoarsk: Sibirskii federal'nyi universitet, 2015, pp. 123-128.  
 17. Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asfal'tosmoloparafinoeve otlozheniia v protsessakh dobychi, transporta i khraneniia [Asphaltene-resin-paraffin deposits in the processes of oil production, transportation and storage]. Neftegazovoe delo, 2011, no. 1, pp. 268-284.  
 18. Gorbachenko V.S., Demianenko N.A. Rassmotrenie protsessa obrazovaniia i issledovanie svoistv asfal'tosmoloparafinoovykh otlozhenii [Consideration of the formation process and study of the properties of asphalt-resin-paraffin deposits]. Vestnik Gomelskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P.O. Sukhogo, 2016, no. 3, pp. 17-23.  
 19. Bedrin V.G., Khasanov M.M., Khabibullin R.A., Krasnov V.A., Pashali A.A., Litvinenko K.V., Elichev V.A., Prado M. Sravnenie tekhnologiiu ETsN dlia raboty s bol'shim soderzhaniiem gaza v nasose na osnove promyslovnykh ispytaniia [Comparison of ESP technologies for operation at high gas content in pump based on NK Rosneft field tests]. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. Moscow, Russia, October 2008. Paper Number: SPE-117414-MS. DOI: 10.2118/117414-MS  
 20. Shaikhutdinov I.K. Raschet zaboynogo davleniia i davleniia na prieme pogruzhnogo nasosa [Calculation of bottomhole pressure and pressure at the intake of a submersible pump]. Neftiannoe khoziaistvo, 2004, no. 11, pp. 82-85.  
 21. Kolesova S.B., Nasyrov A.M., Polozov M.B. Snizhenie vliianiia svobodnogo gaza na rabotu nasosnogo oborudovaniia [Reducing the effect of free gas on the operation of pumping equipment]. Ekspozitsiia neft' i gaz, 2018, no. 6(66), pp. 48-51.  
 22. Vlasov V.V., Ishmurzin A.A. Effektivnost' primeneniia standartnogo shtangovogo nasosa v protsessakh otkachki mnogokomponentnoi zhidkosti [Efficiency of using a standard sucker rod pump for pumping a multi-component fluid]. Neftegazovoe delo, 2003, no. 2, pp. 1-7.  
 23. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. Ekspluatatsiia mestorozhdenii nefiti v oslozhnennykh usloviiaxh [Operation of oil fields in difficult conditions]. Izhevsk: Paratsel's Print, 2015, 354 p.  
 24. Ageev Sh.R., Dzhalalov A.M., Berman A.V., Kan A.G., Osipov M.L., Drozdov A.N., Maslov V.N., Perelman M.O., Khafizov F.F. Oborudovanie dlia dobychi nefiti s vysokim soderzhaniiem svobodnogo gaza i opyt ego ekspluatatsii [Equipment for oil production with a high free gas content and experience of its operation]. Society of Petroleum Engineers - Gulf Coast Section Electric Submersible Pump Workshop held in Houston. Texas, 2005.  
 25. Bakhtizin R.N., Smolnikov R.N. Osobennosti dobychi nefiti s vysokim soderzhaniiem mekhanicheskikh primesei [Features of oil production with high content of mechanical impurities]. Neftegazovoe delo, 2012, no. 5, pp. 159-169.  
 26. Filial "PechorNIPIneft'" v g. Ukhta otchet o prodelannoi rabote "Analiz reologicheskikh svoistv vysokoviazkikh neftiannykh emul'sii i postroenie nomogramm, v zavisimosti ot obvodnennosti po temperaturam, vyavlenie prichin obrazovaniia stoikiikh neftiannykh emul'sii po skvazhinam opornogo fonda" [Branch "PechorNIPIneft'" in Ukhta report on the work done "Analysis of the rheological properties of high-viscosity oil emulsions and the construction of nomograms, depending on the water cut by temperature, identifying the causes of the formation of persistent oil emulsions in the wells of the base stock"].  
 27. Instruktsiia po preduprezhdeniiu i bor'be s gidratobrazovaniem v skvazhinakh i promyslovnykh kommunikatsiiaxh na mestorozhdeniiaxh krainego severa [Instructions for the prevention and control of hydrate formation in wells and field communications in the Far North fields]. Vsesoiuznyi nauchno-issledovatel'skii institut prirodnykh gazov (VNIIGAZ).  
 28. Reglament po ekspluatatsii skvazhin, oborudovannykh ustanovkami shtangovykh klubinykh nasosov na mestorozhdeniiaxh OOO "LUKOIL-Komi" [Regulations for the operation of wells equipped with sucker rod pumps at the fields of OOO LUKOIL-Komi]. Vveden prikazom № 243 ot 20.05.2011.  
 29. Tekhnologicheskii reglament na provedenie parosiklicheskikh obrabotok skvazhin permo-karbonovoi zalezhi Usinskogo mestorozhdeniia [Technological regulations for conducting cyclic steam treatments of wells in the Permian-Carboniferous reservoir of the Usinskoye field]. Vveden 14.04.2016.  
 30. Tul'bovich B.I. et al. Sposob opredeleniia effektivnosti deistviia ingibitora parafinootlozheniia v nefiti [Method for determining the effectiveness of an inhibitor of paraffin deposition in oil]. Avtorskoe svidetel'stvo Rossiiskaia Federatsiia no. 1804615 (1993).  
 31. Zlobin A.A. Sposob opredeleniia effektivnosti deistviia ingibitora parafinootlozheniia v nefiti [Method for determining the effectiveness of an inhibitor of paraffin deposition in oil]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2238546 (2004).  
 32. Saiakhov F.L. et al. Sposob podbora potentsial'no effektivnykh reagentov dlia udaleniia i preduprezhdeniia smoloparafinoovykh otlozhenii [Method for selecting potentially effective reagents to remove and prevent wax deposits]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2186202 (2002).  
 33. Fushard David Mark Deniel (US) et al. Sposob otsenki effektivnosti ingibitora asfal'tena [Method for evaluating the effectiveness of an asphaltene inhibitor]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2672586 (2018).  
 34. Farleeva A.F., Garas'kina M.N., Sidorov G.M., Grokhotova E.V., Gabdulhakov R.R. Kompleksnye ingibitory dlia udaleniia asfal'to-smolistykh i parafinoovykh otlozhenii [Integrated inhibitors for removing asphalt and paraffin sediments tarry]. Fundamentalnye issledovaniia, 2017, no. 4, pp. 297-304.  
 35. Nigmatdzianova D.R., Sladovskaia O.Iu., Ugriumov O.V., Nasilenko N.V. Otsenka effektivnosti kompozitsionnogo reagenta dlia ingibirovaniia asfal'to-smoloparafinoovykh otlozhenii i snizheniia viazkosti neftiannykh emul'sii Ulianovskoi oblasti [Assessing the efficiency of the complex-effect reagent for inhibiting heavy oil deposits and reducing the viscosity of oil emulsions in Ulyanovsk oblast]. Vestnik tekhnologicheskogo universiteta, 2018, vol. 21, no. 6, pp. 59-63.  
 36. Egorov A.V., Nikolaev V.F., Sultanova R.B. Uproshchennyi metod "Kholodnogo sterzhnia" dlia otsenki ingibiruiushchego deistviia reagentov, primeniemykh pri profilaktike i udaleniia parafinootlozhenii s metallicheskikh poverkhnostei pri dobyche i transporte nefiti [Simplified "Cold Stick" method for assessing the inhibitory effect of reagents used in the prevention and removal of wax deposits from metal surfaces during oil production and transportation]. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 2012, vol. 15, no. 8, pp. 295-299.  
 37. Verkhoviykh A.A., Elpidinskii A.A. Otsenka effektivnosti fizicheskogo metoda po izvlecheniiu vysokomolekulyarnykh komponentov nefiti [Evaluation of the effectiveness of the physical method for the extraction of high molecular weight oil components]. Vestnik tekhnologicheskogo universiteta, 2015, vol. 18, no. 19, pp. 74-76.  
 38. Beshagina E.V., Popok E.V. Vybory mnogofunktsional'nykh kompozitsiiaxh dlia predotvrashcheniia nakopleniia asfal'tosmololistykh otlozhenii [The choice of multifunctional composition for preventing accumulation of wax deposits]. Fundamentalnye issledovaniia, 2015, no. 2, pp. 1607-1610.  
 39. Glushchenko V.N., Shipiguzov L.M., Iurpalov I.A. Otsenka effektivnosti ingibitorov asfal'tosmoloparafinoovykh otlozhenii [Evaluation of the effectiveness of inhibitors of asphalt-resin-paraffin deposits]. Nefiannoe khoziaistvo, 2007, no. 5, pp. 84-87.  
 40. Egorov A.V. et al. Ingibitor parafinootlozheniia kompleksnogo deistviia dlia nefiannykh emul'sii i parafinistykh neftei [Combined action inhibitor of paraffin deposition for waxy crude oil and water in oil emulsions]. Neftegazovoe delo, 2013, no. 2, pp. 334-348.  
 41. Kaitumov M.Sh., Tronov V.P., Guskov I.A., Lipaev A.A. Uchet osobennosti obrazovaniia asfal'tosmoloparafinoovykh otlozhenii na pozdnei stadii razrabotki nefiannykh mestorozhdenii [Taking into account the peculiarities of the formation of asphalt-resin-paraffin deposits at the late stage of oil field development]. Nefiannoe khoziaistvo, 2006, no. 3, pp. 48-49.  
 42. Evdokimov I.N., Losev A.P., Mogil'nichenko M.A. Vliianie soderzhaniiu parafinov na disperse stroenie uglevodородnykh fluiidov pri ponizhennykh temperaturakh [The effect of paraffin content on the disperse structure of hydrocarbon fluids at reduced temperatures]. Burenie i neft', 2018, no. 9, pp. 20-22.  
 43. Ibragimov N.G. Povyshenie effektivnosti dobychi nefiti na mestorozhdeniiaxh Tatarstana [Improving the efficiency of oil production in the fields of Tatarstan]. Moscow: Nedra-Biznes-tsentr, 2005, 316 p.  
 44. Zlobin A.A., Iushkov I.R. K voprosu o mekhanizme deistviia ingibitorov dlia zashchity ot asfal'tosmoloparafinoovykh otlozhenii (ASPO) [To a question about the mechanism of the inhibitors action for the protection from wax accumulation]. Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya, 2011, iss. 3(12), pp. 78-83.  
 45. Glushchenko V.N., Silin M.A., Gerin Iu.G. Neftepromyslovaia khimiia. Preduprezhdenie i ustraneniie asfal'tenosmoloparafinoovykh otlozhenii [Oilfield chemistry. Prevention and elimination of asphaltene-resin-paraffin deposits]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2009, vol. 5, 475 p.