

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2766996

СПОСОБ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩЕЙ АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Александров Александр Николаевич (RU), Рогачев Михаил Константинович (RU), Нгуен Ван Тханг (RU), Акшаев Владислав Иванович (RU)*

Заявка № 2021114120

Приоритет изобретения 19 мая 2021 г.

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 16 марта 2022 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 19 мая 2041 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Ю.С. Зубов





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 37/06 (2021.08)

(21)(22) Заявка: 2021114120, 19.05.2021

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
19.05.2021

Дата регистрации:
16.03.2022

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 19.05.2021

(45) Опубликовано: 16.03.2022 Бюл. № 8

Адрес для переписки:

190106, Санкт-Петербург, 21 линия, В.О., 2,
ФГБОУ ВО Санкт-Петербургский ГУ,
Патентно-лицензионный отдел

(72) Автор(ы):

Александров Александр Николаевич (RU),
Рогачев Михаил Константинович (RU),
Нгуен Ван Тханг (RU),
Акшаев Владислав Иванович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Санкт-Петербургский горный
университет» (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2695724 C1, 25.07.2019. RU
2651728 C1, 23.04.2018. SU 1219789 A1,
23.03.1986. RU 2304701 C1, 20.08.2007. US 2017/
0298717 A1, 19.10.2017.

(54) СПОСОБ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩЕЙ АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей отрасли. Технический результат - повышение эффективности эксплуатации скважин, осложненных интенсивным образованием асфальтосмолопарафиновых отложений АСПО, при добыче нефти погружными электроцентробежными насосами ЭЦН из многопластовых залежей. Способ борьбы с АСПО при добыче высокозастывающей аномальной нефти включает закачку растворителя в колонну насосно-компрессорных труб НКТ, заполнение колонны НКТ и направление растворителя через перепускной клапан для накопления над глубинным насосом, с помощью частотного преобразователя тока, плавно повышая частоту тока погружного электродвигателя установки, запуск ЭЦН в действие с производительностью, обеспечивающей транспортировку растворителя из межтрубного пространства сверху вниз в полость электроцентробежного насоса через его

приемные отверстия. Для полного удаления АСПО необходимо данную процедуру подачи растворителя в насос повторить несколько раз. При этом предварительно осуществляют определение массового соотношения высокозастывающей аномальной нефти и нефти с меньшим массовым содержанием парафина, при котором обеспечивают наибольшее снижение глубины и интенсивности образования АСПО в колонне лифтовых труб при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовой залежи. Наибольшую эффективность дает массовое соотношение высокозастывающей аномальной нефти и нефти с меньшим массовым содержанием парафина 10:90 соответственно. Выбирают компоновку внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов и частоту вращения вала ЭЦН на основе проведения количественной оценки изменения глубины

образования АСПО в скважине при добыче высокозастывающей аномальной нефти в зависимости от частоты вращения вала ЭЦН. Наибольшее снижение глубины образования АСПО в скважине достигается при частоте вращения вала ЭЦН, равной 54 Гц. Осуществляют сбор данных изменения дебита скважины и

толщины отложений в колонне лифтовых труб в зависимости от времени. Определяют межочистной период работы скважины по точке пересечения на графике зависимостей изменения дебита скважины и толщины отложений от времени. 11 ил., 4 табл.

R U 2 7 6 6 9 9 6 C 1

R U 2 7 6 6 9 9 6 C 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 37/06 (2021.08)

(21)(22) Application: **2021114120, 19.05.2021**

(24) Effective date for property rights:
19.05.2021

Registration date:
16.03.2022

Priority:

(22) Date of filing: **19.05.2021**

(45) Date of publication: **16.03.2022** Bull. № 8

Mail address:

**190106, Sankt-Peterburg, 21 liniya, V.O., 2, FGBOU
VO Sankt-Peterburgskij GU, Patentno-
litsenzionnyj otdel**

(72) Inventor(s):

**Aleksandrov Aleksandr Nikolaevich (RU),
Rogachev Mikhail Konstantinovich (RU),
Nguen Van Tkhang (RU),
AkshaeV Vladislav Ivanovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federalnoe gosudarstvennoe biudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniia «Sankt-Peterburgskii gornyi
universitet» (RU)**

(54) **METHOD OF CONTROLLING FORMATION OF ASPHALTENE SEDIMENTS DURING PRODUCTION OF HIGH POUR POINT ANOMALOUS OIL**

(57) Abstract:

FIELD: oil industry.

SUBSTANCE: invention relates to the oil industry. Method of controlling asphaltene sediments (AS) during production of high pour point anomalous oil involves pumping a solvent into a tubing string, filling the tubing string and directing the solvent through the bypass valve for accumulation above the borehole pump, using a frequency current converter, smoothly increasing the current frequency of the submersible electric motor of the installation, start-up of electric submersible pump (ESP) with capacity providing transportation of solvent from annular space from top to bottom into cavity of electric submersible pump through its inlet holes. For complete removal of AS it is necessary to repeat this procedure of solvent supply to the pump several times. At that, preliminary determination of weight ratio of high pour point anomalous oil and oil with lower weight content of paraffin is carried out, at which maximum reduction of AS formation depth and intensity in flow column is provided at production of high pour point anomalous oil from multilayer deposit. Highest

efficiency is obtained by mass ratio of high pour point anomalous oil and oil with lower weight content of paraffin of 10:90, respectively. Downhole equipment layout is selected for simultaneous-separate operation of several productive formations and ESP shaft rotation frequency based on quantitative assessment of AS formation depth variation in the well during production of high pour point anomalous oil depending on ESP shaft rotation frequency. Greatest reduction of the AS formation depth in the well is achieved at the ESP shaft rotation frequency equal to 54 Hz. Data on change of well flow rate and thickness of deposits in flow column depending on time is collected. Intertreatment period of well operation is determined by the point of intersection on the diagram of dependencies of change of well flow rate and thickness of deposits on time.

EFFECT: improving operating efficiency of wells, complicated by intensive formation of AS, at oil production by ESP from multi-formation deposits.

1 cl, 11 dwg, 4 tbl

Изобретение относится к нефтедобывающей отрасли, в частности к способам борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений во внутрискважинном оборудовании при добыче высокопарафинистой нефти.

Известен способ борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтепромысловом оборудовании (патент RU № 2298642, опубл. 10.05.2007 г.) путем спуска в скважину насосно-компрессорных труб (НКТ) с предварительно нанесенным защитным покрытием. Создают защитное покрытие на выкидных линиях от скважины. Согласно изобретению, спускают двухсоставные НКТ, предварительно покрытые снаружи и по всей длине теплозащитным продуктом на основе полых микросфер. Ниже динамического уровня жидкости в скважине спускают НКТ с 5-15 просушенными или отвержденными слоями теплозащитного покрытия, а выше динамического уровня - с 2-5 слоями теплозащитного покрытия. Температуру добываемой нефти поддерживают не ниже температуры плавления парафинов, по меньшей мере до верхней зоны НКТ, доступной для тепловых методов удаления АСПО с теплосодержащим агентом, путем увеличения количества слоев и общей толщины теплозащитного покрытия. По мере накопления АСПО производят их удаление тепловым и/или химическими методами с технологической жидкостью - агентом.

Недостатками способа являются высокая сложность в изготовлении насосно-компрессорных труб с защитным покрытием, хрупкость и слабое сцепление адгезия покрытия с металлом, а также высокая вероятность их повреждения при транспортировке и проведении спускоподъемных операций при текущем или капитальном ремонте скважин.

Известен способ нагрева потока жидкости в нефтяной скважине (патент RU № 2729303, опубл. 05.08.2020 г.), согласно которому предусматривается проведение подготовительной операции по определению требуемой длины. Осуществляют спуск в насосно-компрессорную трубу нагревательного кабеля, его нагрев и регулирование теплового режима с помощью изменения удельной мощности нагревательного кабеля для поддержания постоянной температуры потока жидкости на устье скважины в условиях изменения режима ее работы или состава. При этом в процессе проведения подготовительной операции удельную мощность нагревательного кабеля выбирают в зависимости от устьевой температуры по приведенному математическому выражению или в зависимости от параметров работы скважины - дебита и обводненности по пересчитанной для скважины номограмме. Причем длину кабеля определяют на основании термограммы скважины из расчета расположения нижнего конца нагревательного кабеля на глубине, где температура по термограмме равна температуре насыщения нефти парафином для продукции данного месторождения, определенной в лабораторных условиях.

Недостатком данного способа является необходимость постоянного расчета термограмм при изменении состава жидкости, высокие энергозатраты на нагрев скважинной продукции, а также риски повторного формирования более тугоплавких плотных отложений при неполном расплавлении высокомолекулярных парафинов.

Известен способ разрушения и предотвращения образования отложений и пробок в нефтегазодобывающих скважинах и устройство для его осуществления (патент RU № 2503797, опубл. 10.01.2014 г.) путем электромагнитного и акустического воздействия на глубину образования отложений в скважине. Используют короткие импульсы тока, длительность которых выбирают равной либо одному периоду, либо 1/2 периода электромагнитных колебаний, формируемых наземным генератором совместно с проводником, но не более 50 мкс. Напряжение, подаваемое на проводник, выбирают

и устанавливают из условия обеспечения максимально возможной амплитуды, не превышающей пробивное напряжение его изоляции. Регулируют воздействие на скважину путем изменения скважности импульсов пропускаемого тока, поддерживая при этом амплитуду акустических колебаний в скважине максимальной. Устройство
5 содержит наземный импульсный генератор, высоковольтный трансформатор и металлический изолированный проводник или стандартный геофизический кабель. Вывод погруженного в скважину на глубину отложений проводника подключен к выводу вторичной обмотки согласующего высоковольтного трансформатора, второй вывод вторичной обмотки трансформатора подключен к колонне труб скважины или
10 к оплетке из стальных сплетенных грузонесущих жил геофизического кабеля.

Недостатками способа являются низкая эффективность очистки колонны насосно-компрессорных труб за счет комбинированного электромагнитного и механоакустического колебательного воздействия, направленного на разрушение асфальтосмолопарафиновых отложений, при добыче высокопарафинистой нефти;
15 отсутствие методики определения режима и продолжительности воздействия с учетом физико-химических и реологических свойств скважинной продукции, а также интенсивности образования органических отложений в колонне лифтовых труб.

Известен способ подачи реагента в скважину (патент RU № 2302513, опубл. 10.07.2007 г.), обеспечивающий гарантированное поступление дозируемого реагента на прием
20 насоса или интервал перфорации скважины, возможность изменения марки дозируемого реагента и величину его дозировки без подъема скважинного оборудования, регулирование дозировки реагента в зависимости от изменения параметров работы скважины. Сущность изобретения: по способу периодически регулируют подачу реагента в межтрубное пространство скважины дозирочным насосом. Согласно изобретению
25 при подземном ремонте осложненной скважины кабель питания электродвигателя центробежного насоса меняют на кабель с капиллярной трубкой, который спускают на колонне насосно-компрессорных труб в скважину. Осуществляют по его капиллярному каналу подачу химического реагента. Подачу осуществляют либо на прием скважинного насоса, либо в интервал перфорации скважины для чего на конец
30 капиллярной трубки кабеля присоединяют полиэтиленовую капиллярную трубку расчетной длины с помощью соединительного ниппеля с грузом-форсункой.

Недостатком данного способа является необходимость проведения комплекса лабораторных исследований по выбору эффективного химического реагента, например ингибитора парафиноотложений, с учетом состава и свойств добываемого флюида, а
35 также режима работы скважины.

Известен способ удаления АСПО с нефтедобывающей скважины (патент RU № 2695724, опубл. 25.07.2019 г.), принятый за прототип, заключающийся в том, что при осуществлении способа в НКТ скважины с электроцентробежным насосом (ЭЦН), обратным и перепускным клапаном закачивают растворитель. Для промывки реагентом
40 глубинного насоса растворитель качают в колонну НКТ, заполняют колонну НКТ и направляют растворитель в межтрубное пространство скважины через перепускной клапан для накопления над глубинным насосом. С помощью частотного преобразователя тока, плавно повысив частоту тока погружного электродвигателя установки, запускают ЭЦН в действие с производительностью, обеспечивающей
45 транспортировку растворителя из межтрубного пространства сверху вниз в полость электроцентробежного насоса через его приемные отверстия, причем для полного удаления АСПО необходимо данную процедуру подачи растворителя в насос повторить несколько раз. Обеспечивается рациональное использование органического

растворителя.

Недостатком данного способа является необходимость в частых остановах нефтедобывающей скважины для проведения мероприятий по удалению органических отложений во внутрискважинном оборудовании при добыче высокозастывающей аномальной нефти, что, в свою очередь, приводит к снижению показателей по добыче нефти.

Техническим результатом является повышение эффективности эксплуатации скважин, осложненных интенсивным образованием АСПО во внутрискважинном оборудовании, при добыче высокозастывающей аномальной нефти погружными электроцентробежными насосами из многопластовых залежей.

Технический результат достигается тем, предварительно осуществляют определение массового соотношения высокозастывающей аномальной нефти и нефти с меньшим массовым содержанием парафина, при котором обеспечивают наибольшее снижение глубины и интенсивности образования АСПО в колонне лифтовых труб при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовой залежи, причем наибольшую эффективность дает массовое соотношение высокозастывающей аномальной нефти и нефти с меньшим массовым содержанием парафина 10:90 соответственно, далее выбирают компоновку внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов и частоту вращения вала ЭЦН на основе проведения количественной оценки изменения глубины образования АСПО в скважине при добыче высокозастывающей аномальной нефти в зависимости от частоты вращения вала ЭЦН, причем наибольшее снижение глубины образования АСПО в скважине достигается при частоте вращения вала ЭЦН равной 54 Гц, которые обеспечивают необходимое массовое соотношение нефтей с различным массовым содержанием парафина, осуществляют сбор данных изменения дебита скважины и толщины отложений в колонне лифтовых труб в зависимости от времени и определяют межочистной период работы скважины по точке пересечения на графике зависимостей изменения дебита скважины и толщины отложений от времени.

Способ поясняется следующими фигурами:

фиг. 1 – алгоритм предлагаемой технологии;

фиг. 2 – диаграмма фазового равновесия углеводородных систем для залежей D_{2ef} и D_{2st} К*** месторождения и их смесей в различных соотношениях;

фиг. 3 – график определения изменения температуры насыщения нефти залежи D_{2ef} парафином при её смешении со старооскольской нефтью в различных соотношениях;

фиг. 4 – график изменения доли выделившегося парафина в исследуемых НДС и температуры насыщения их парафином при атмосферном давлении;

фиг. 5 – график изменения температуры застывания высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} при её смешении со старооскольской нефтью в различных соотношениях;

фиг. 6 – график зависимости предельного напряжения сдвига высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} при её смешении со старооскольской нефтью в различных соотношениях от температуры;

фиг. 7 – график изменения эффективной вязкости высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} при её смешении в различных соотношениях со старооскольской нефтью в зависимости от температуры (при скорости сдвига $10,8 \text{ с}^{-1}$);

фиг. 8 – график изменения глубины образования АСПО в колонне НКТ при совместной добыче высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} и

старооскольской нефти К*** месторождения;

фиг. 9 – схема компоновки внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов;

фиг. 10 – график влияния частоты вращения вала ЭЦН на глубину образования АСПО в скважине при добыче высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef};

фиг. 11 – график определения периодичности мероприятий по промывке внутрискважинного оборудования углеводородным растворителем, где:

- 1 – нижний продуктивный пласт;
- 2 – интервал перфорации;
- 3 – нижняя насосная установка;
- 4 – подпакерное пространство скважины;
- 5 – колонна насосно-компрессорных труб (НКТ);
- 6 – пакер с проходом кабеля;
- 7 – обсадная колонна;
- 8 – верхний продуктивный пласт;
- 9 – якорь;
- 10 – разъединитель колонны;
- 11 – байпасная линия;
- 12 – верхняя насосная установка;
- 13 – развилка;
- 14 – обратный клапан;
- 15 – перепускной клапан;
- 16 – надпакерное пространство скважины;
- 17 – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- 18 – станция управления скважины;
- 19 – задвижка.

Способ осуществляется следующим образом.

Для скважины-кандидата, входящей в осложненный фонд по причине образования АСПО и оборудованной погружной установкой ЭЦН, определяют физико-химические свойства и компонентный состав исследуемых пластовых нефтей при разработке многопластовой залежи (фиг.1).

На следующем этапе определяют применения компоновки для одновременно-раздельной добычи высокозастывающей аномальной нефти из многопластовой залежи для предупреждения образования АСПО в колонне лифтовых труб на основе использования симулятора установившегося многофазного потока PIPESIM. В программный продукт вводятся полученные на первом этапе исходные данные (физико-химическая характеристика и компонентный состав пластовых нефтей), затем с помощью модуля Multiflash Wax осуществляется построение диаграммы фазового равновесия углеводородной системы для двух продуктивных пластов и их смесей в различных соотношениях (фиг.2 и 3). Далее определяется изменение массового содержания парафина в смеси и температуры насыщения её парафином при смешении исследуемых нефтей в различных соотношениях (фиг.4).

В случае, если смешение высокозастывающей аномальной нефти с нефтью, характеризующейся меньшим массовым содержанием парафина, обеспечивает существенное снижение температуры насыщения смеси парафином, то проводится комплекс экспериментальных исследований по изучению физико-химических и реологических свойств исследуемых нефтей и их смесей в различных соотношениях (фиг.5-7). Комплекс исследований состоит из определения группового углеводородного

состава, температуры застывания, предельного напряжения сдвига и эффективной вязкости исследуемых нефтей и их смесей, оценки интенсивности образования органических отложений по методу «холодного стержня». На основе полученных результатов экспериментальных исследований выбирается область массового соотношения высокозастывающей аномальной нефти и нефти, характеризующейся меньшим массовым содержанием парафина, обеспечивающей наибольшее снижение глубины и интенсивности образования АСПО в колонне лифтовых труб при совместной эксплуатации продуктивных пластов (фиг.8).

На следующем этапе осуществляется выбор компоновки внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов и частоты вращения вала ЭЦН, обеспечивающих необходимое соотношение исследуемых нефтей (фиг.9,10). На основе применения прямых и косвенных методов оценки интенсивности образования АСПО в колонне НКТ определяется межочистной период работы скважины, оборудованной компоновкой для одновременно-раздельной добычи высокопарафинистой нефти (фиг.11). Для удаления органических отложений в колонне НКТ и верхней насосной установке применяется следующая схема периодической промывки растворителем внутрискважинного оборудования. Для промывки глубинного насоса растворитель с помощью насосного агрегата ЦА-320 закачивается в колонну НКТ остановленной скважины, после заполнения колонны НКТ растворитель через перепускной клапан переходит в надпакерное пространство скважины для накопления над глубинным насосом. С помощью частотного преобразователя тока, плавно повысив частоту тока погружного электродвигателя установки, запускают ЭЦН в действие с производительностью, обеспечивающей поступление растворителя из надпакерного пространства сверху вниз в полость электроцентробежного насоса через его приемные отверстия, причем для полного удаления АСПО необходимо процедуру подачи растворителя на прием насоса повторить несколько раз.

Мероприятия по предупреждению образования и удалению АСПО в колонне НКТ при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовых залежей с применением предлагаемого варианта компоновки внутрискважинного оборудования проводятся по следующей схеме.

Высокозастывающая аномальная нефть из нижнего продуктивного пласта 1 через интервал перфорации 2 поступает в подпакерное пространство скважины 4 при создании депрессии на пласт во время работы нижней насосной установки 3. Далее высокозастывающая аномальная нефть по колонне НКТ 5 и байпасной линии 11 подается в развилку 13. Нефть из верхнего продуктивного пласта 8 через интервал перфорации 2 поступает в надпакерное пространство скважины 16 при создании депрессии на пласт во время работы верхней насосной установки 12 и через якорь 9 поступает на прием верхней насосной установки 12. В развилке 13 происходит смешение высокозастывающей аномальной нефти из нижнего продуктивного пласта 1 и нефти, характеризующейся меньшим массовым содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств, из верхнего продуктивного пласта 8. Требуемое массовое соотношение добываемых нефтей в смеси обеспечивается путем управления параметрами работы нижней и верхней насосных установок 3 и 12 через станции управления скважиной 18. Затем скважинная продукция по колонне НКТ 5 поднимается к устью добывающей скважины и направляется в систему внутривыпускного сбора и подготовки.

В колонне НКТ 5 наблюдается образование и накапливание

асфальтосмолопарафиновых отложений 17. Для удаления органических отложений в колонне НКТ 5 и промывки верхней насосной установки 12 осуществляется периодическая закачка растворителя в остановленную скважину с помощью насосного агрегата типа ЦА-320 в объеме, превышающем внутренний объем колонны НКТ 5.

5 Скважинная продукция из колонны НКТ 5 будет вытесняться в надпакерное пространство скважины 16 растворителем через перепускной клапан 15. Сразу после перевода определенной части растворителя в надпакерное пространство скважины 16 над верхней насосной установкой 12 осуществляется её плавный запуск с помощью частотного преобразователя тока в составе станции управления скважиной 18. Благодаря
10 повышенному значению забойного давления в первые минуты после пуска насоса притока пластовой жидкости в скважину не будет, однако в верхнюю насосную установку 12 будет поступать растворитель из надпакерного пространства скважины 16. Для полного удаления асфальтосмолопарафиновых отложений 17 в колонне НКТ 5 процедуру подачи растворителя в насос следует повторить несколько раз. После
15 завершения промывки внутрискважинного оборудования растворителем скважина выводится на запланированный режим работы.

Способ объясняется следующим примером.

Пример 1. Установление возможности применения компоновки для одновременно-раздельной добычи высокозастывающей аномальной нефти из многопластовой залежи
20 для предупреждения образования АСПО в колонне лифтовых труб на основе использования симулятора установившегося многофазного потока PIPESIM (фиг.2-4). По известным физико-химической характеристике и компонентному составу пластовых нефтей (таблица 1) с помощью модуля Multiflash Wax построены диаграммы фазового равновесия углеводородной системы для продуктивных пластов D_{2ef} и D_{2st} K^{***}
25 месторождения.

Таблица 1 – Компонентный состав пластовых нефтей K^{***} месторождения

Показатель	Значение	
	Залежь D_{2ef}	Залежь D_{2st}
Температура насыщения нефти парафином, °С	+56,5	+42,7
Групповой углеводородный состав, % масс.		
Парафины	32,29	12,42
Смолы силикагелевые	4,72	6,12
Асфальтены	0,68	1,15
Компонентный состав пластовой нефти, % мольн.		
35 Метан	24,44	9,77
Этан	8,71	3,19
Пропан	10,30	3,01
Изобутан	1,52	2,38
Н-бутан	6,70	1,05
Изопентан	2,23	0,71
40 Н-пентан	4,26	0,51
Гексан	6,60	0,64
Гептан	6,12	17,32
Октан	7,43	25,80
C_{9+}	20,53	35,23
45 Углекислый газ	0,13	0,10
Азот	1,03	0,29
Гелий	0,01	-
Молекулярная масса, г/моль	147,97	232,60

Решение поставленной задачи осуществлялось с использованием функции Blend Fluid

(смешение флюида) в модуле Multiflash Wax, позволяющей по известному компонентному составу исходных нефтей определить фазовое поведение полученной смеси при различных соотношениях входящих в нее компонентов. Диаграммы фазового равновесия углеводородных систем для залежей D_{2ef} , D_{2st} К*** месторождения и их смесей в различных соотношениях с определением значений температуры насыщения их парафином представлены на фиг.2 и 3.

Выявлено, что фазовый переход парафина в старооскольской нефтью сравнению с высокозастывающей аномальной нефтью залежи D_{2ef} происходит при более низкой температуре. Так, температура насыщения исследуемых нефтей парафином для залежей D_{2ef} и D_{2st} при атмосферном давлении составляет 58,15 и 44,21 °С, а доля выделившегося парафина в нефти при атмосферном давлении монотонно увеличивается и при температуре 0 °С составляет 28,53 и 12,08 % масс. соответственно (таблица 2 и фиг.4).

Таблица 2 – Изменение массового содержания парафина в исследуемых НДС и температуры насыщения их парафином

Нефтяная дисперсная система	Температура насыщения нефти парафином при атмосферном давлении, °С	Массовое содержание парафина, % масс.
Нефть верхней части эйфельского яруса (залежь D_{2ef})	58,15	28,53
Смесь 75/25	55,42	25,58
Смесь 50/50	52,57	21,00
Смесь 25/75	48,92	17,51
Смесь 10/90	45,54	14,59
Старооскольская нефть (залежь D_{2st})	44,21	12,08

Таким образом, с уменьшением доли высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} в смеси со старооскольской нефтью наблюдается существенное снижение массового содержания парафина в смеси и температуры её насыщения парафином, что, в свою очередь, будет способствовать снижению глубины и интенсивности образования органических отложений во внутрискважинном оборудовании.

Результаты экспериментальных исследований по изучению физико-химических и реологических свойств исследуемых нефтей и их смесей в различных массовых соотношениях представлены на фиг.5-7.

Определение физико-химических свойств устьевых безводных проб нефтей, отобранных с ряда скважин, вскрывших терригенные отложения среднего девона на К*** месторождении, проводилось в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002. Температура застывания исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей определялась согласно ГОСТ 20287-91 (метод Б). Определение группового углеводородного состава безводных проб нефтей проводилось в соответствии с ГОСТ 11851-85 (метод А).

Результаты экспериментальных исследований физико-химических свойств устьевых безводных проб нефтей, отобранных с ряда скважин, вскрывших терригенные отложения среднего девона на К*** месторождении, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежей D_{2ef} и D_{2st} К*** месторождения

Показатель	НД на МВИ	Значение	
		Залежь D_{2ef}	Залежь D_{2st}
Плотность при 20 °С, кг/м ³	ГОСТ Р 51069-97	802,3	822,4
Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91	+40,0	+29,0
Групповой углеводородный состав, % масс.			

Парафины	ГОСТ 11851-85	32,29	12,42
Смолы силикагелевые		4,72	6,12
Асфальтены		0,68	1,15
Температура плавления парафина, °С	ГОСТ 23683-89	+59,0	+52,0

5 По физико-химическим свойствам нефти К*** месторождения относятся к особо легким, высокозастывающим, высокопарафинистым и смолистым. Основными структурообразующими компонентами в исследуемых НДС являются парафиновые углеводороды, содержание которых в нефти залежей D_{2ef} и D_{2st} составляет 32,29 и 12,42 % масс. соответственно.

10 Результаты определения группового углеводородного состава исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Групповой углеводородный состав исследуемых нефтей К*** месторождения и их смесей

Нефтяная дисперсная система	Содержание, % масс.		
	Асфальтены	Смолы силикагелевые	Парафины
Нефть верхней части эйфельского яруса (залежь D _{2ef})	0,68	4,72	32,29
Смесь 75 на 25	0,72	5,18	25,34
Смесь 50 на 50	0,81	5,38	20,60
15 Смесь 25 на 75	0,88	5,49	17,43
20 Смесь 10 на 90	0,98	5,85	14,36
Старооскольская нефть (залежь D _{2st})	1,15	6,12	12,42

25 Установлено, что с увеличением в смеси доли старооскольской нефти прежде всего наблюдается существенное снижение содержания парафиновых углеводородов по сравнению с исходной нефтью верхней части эйфельского яруса (залежь D_{2ef}).

Содержание смол и асфальтенов при смешении исследуемых нефтей в отличие от парафиновых углеводородов изменяется незначительно.

30 Результаты экспериментальных исследований, описывающие изменение температуры застывания высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} при её смешении со старооскольской нефтью (залежь D_{2st}) в следующих соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и 10/90 соответственно представлены на фиг.5. Выявлено, что с увеличением содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 90 % масс. наблюдается снижение температуры застывания исследуемых нефтяных дисперсных систем. Так, при содержании в смеси 35 старооскольской нефти в количестве 50 и 75 % масс. температура застывания снижается на 4,0 и 6,0 °С соответственно.

40 Исследование реологических свойств высокопарафинистых нефтей К*** месторождения и их смесей осуществлялось методом ротационной вискозиметрии по стандартным методикам. Реологические исследования проводились на ротационном реометре Rheotest RN 4.1 с использованием цилиндрической измерительной системы Н1. Данная система позволяет проводить измерения вязкости жидкости в рекомендуемом интервале 10...10⁵ мПа·с при регулируемом напряжении и скорости сдвига в диапазоне 0,2...2000 с⁻¹. Необходимый объем жидкости для проведения испытания составляет 35 45 мл. Регулирование и поддержание температурного режима в исследуемом диапазоне +65...20 °С осуществлялось с помощью циркуляционного термостата Julabo F25-ME.

Величина предельного (статического) напряжения сдвига исследуемых высокопарафинистых нефтей К*** месторождения и их смесей при заданной температуре

определялась в режиме Controlled Shear Stress при регулируемом увеличении напряжения сдвига от 0 до 10, 50, 100 и 150 Па в течение 100, 200 и 400 секунд соответственно в зависимости от температуры и равна такому значению напряжения сдвига, при котором скорость сдвига становится отличной от нуля. Определение кривых течения и эффективной вязкости исследуемых нефтей и их смесей при заданной температуре осуществлялось в режиме Shear Rate Ramp при плавно (линейно) изменяемой скорости сдвига в диапазоне $0...300 \text{ c}^{-1}$ в течение 300 секунд.

Многokратное увеличение предельного (статического) напряжения сдвига высокопарафинистых нефтей залежей D_{2ef} и D_{2st} К*** месторождения наблюдается при температурах 40,0 и 32,5 °С соответственно, что косвенно свидетельствует о начале образования прочной пространственной структуры в исследуемых НДС (фиг.6). При увеличении содержания в смеси доли старооскольской нефти от 50 до 75 % масс. температура, соответствующая началу образования прочной пространственной структуры, снижается на величину до 5,0 °С, а величина предельного напряжения сдвига смеси до 10 раз по сравнению с высокозастывающей аномальной нефтью верхней части эйфельского яруса.

Зависимости, описывающие изменение эффективной вязкости исследуемых высокопарафинистых нефтей К*** месторождения и их смесей от температуры, представлены на фиг.7. Выявлено, что с увеличением содержания в смеси старооскольской нефти от 25 до 90 % масс. наблюдается многократное снижение значений эффективной вязкости исследуемых нефтяных дисперсных систем в диапазоне температур ниже +40,0 °С.

Исследование интенсивности образования органических отложений при совместной добыче высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью (залежь D_{2st}) осуществлялось по методу «холодного стержня» (Cold finger test) в совокупности с гравиметрическим методом. Методика проведения эксперимента заключалась в предварительном получении безводных смесей высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью (залежь D_{2st}) в следующих соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и 10/90 соответственно. Далее исследуемые НДС в необходимом количестве заливались в герметичные ячейки шестиместной установки «холодный стержень» (производитель F5 Technologie GmbH) и выдерживались в течение 30 мин в установленном на магнитной мешалке термостате (водяной бани) при температуре +59,0 °С. Постоянное перемешивание проб исходных нефтей и их смесей в герметичных ячейках обеспечивалось путем вращения якоря магнитной мешалки со скоростью 350 об/мин. Продолжительность эксперимента после установления необходимого температурного градиента между поверхностью стержня и объемом нефти составляла 60 мин.

Температуры водяной бани и «холодного стержня» устанавливались исходя из значения температуры застывания высокопарафинистой безводной нефти залежи D_{2ef} со сдвигом на 5,0 °С в область более низких температур и составили +59,0 и +29,0 °С соответственно:

$$T_{\text{бани}} = TЗ + 25 - 5 = 39 + 25 - 5 = 59 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (1)$$

$$T_{\text{ХС}} = TЗ - 5 - 5 = 39 - 5 - 5 = 29 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2)$$

где $T_{\text{бани}}$ – температура водяной бани, °С; $T_{\text{ХС}}$ – температура «холодного стержня», °С; $TЗ$ – температура застывания пробы нефти, °С.

После окончания опыта «холодные стержни» извлекаются из ячеек и дают свободной

нефти стечь. Затем температура хладагента во внешнем циркуляционном термостате устанавливается в диапазоне +30...40 °С без остановки его циркуляции через стержни. Масса органических отложений на каждом стержне определяется по разнице масс стеклянных стаканов с отложениями и масс пустых стаканов.

5 Эффективность смешения (\mathcal{E} , %) оценивается по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{M_1 - M_2}{M_1} \cdot 100 \quad (3)$$

10 где M_1 – масса образовавшихся на стержне органических отложений для исходной (холостой) пробы, г; M_2 – масса образовавшихся на стержне органических отложений для смесей исследуемых нефтей в различных соотношениях, г.

Результаты экспериментальных исследований по оценке интенсивности образования органических отложений при совместной добыче высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и 10/90 соответственно представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Оценка эффективности смешения исследуемых высокопарафинистых нефтей К*** месторождения по методу «холодного стержня»

№ п/п	Нефтяная дисперсная система	Масса отложений на стержне, г	Эффективность, %	Средняя эффективность, %
1	Нефть верхней части эйфельского яруса (залежь D _{2ef})	2,4750	-	Холостая
2	Старооскольская нефть (залежь D _{2st})	0,2941	-	-
3	Смесь 75/25	1,7094	30,93	29,10
		1,8004	27,26	
4	Смесь 50/50	1,5349	37,98	37,86
		1,5409	37,74	
5	Смесь 25/75	0,8638	65,10	64,98
		0,8698	64,86	
6	Смесь 10/90	0,3903	84,23	84,11
		0,3963	83,99	

Установлено, что с увеличением содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 90 % масс. средняя эффективность смешения исследуемых высокопарафинистых нефтей К*** месторождения по методу «холодного стержня» составляет от 29,1 до 84,1 % соответственно.

35 Полученные результаты моделирования и экспериментальных исследований позволяют заключить, что применение специального внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной добычи высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} и старооскольской нефти на многопластовом К*** месторождении обеспечит снижение глубины образования АСПО в колонне НКТ на 304 и 761 м в рекомендуемом соотношении двух пластовых флюидов в смеси – от 50 до 90 % соответственно (фиг.8).

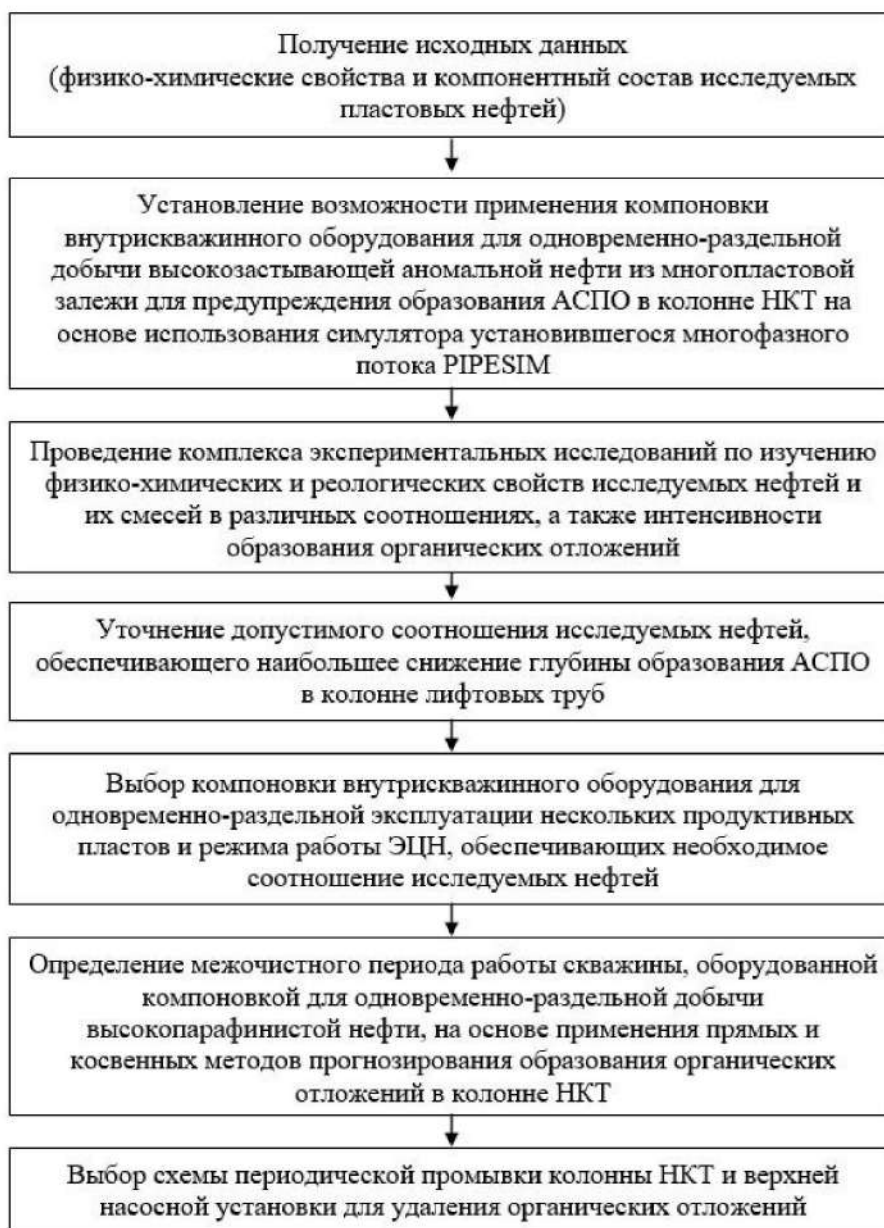
40 Выбор режима работы ЭЦН осуществляется на основе проведения количественной оценки изменения глубины образования АСПО в скважине при добыче высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} в зависимости от частоты вращения вала ЭЦН (фиг.10). Результаты моделирования показывают, что увеличение частоты вращения вала ЭЦН с 46 до 54 Гц способствует снижению глубины образования АСПО в скважине на 80 м. Кроме этого, на скорость потока можно влиять путем изменения числа ступеней в насосе и диаметра колонны НКТ, что также приводит к изменению напорно-расходной характеристики насоса.

Определение периодичности проведения операций по промывке внутрискважинного оборудования углеводородным растворителем может осуществляться путем построения кривых изменения дебита скважины, оборудованной компоновкой для одновременно-раздельной добычи высокозастывающей аномальной нефти из многопластовой залежи, и толщины отложений в колонне лифтовых труб в зависимости от времени (фиг. 11). В области точки пересечения зависимостей изменения дебита скважины и толщины отложений от времени соответствует оптимальному значению межочистного периода работы скважины.

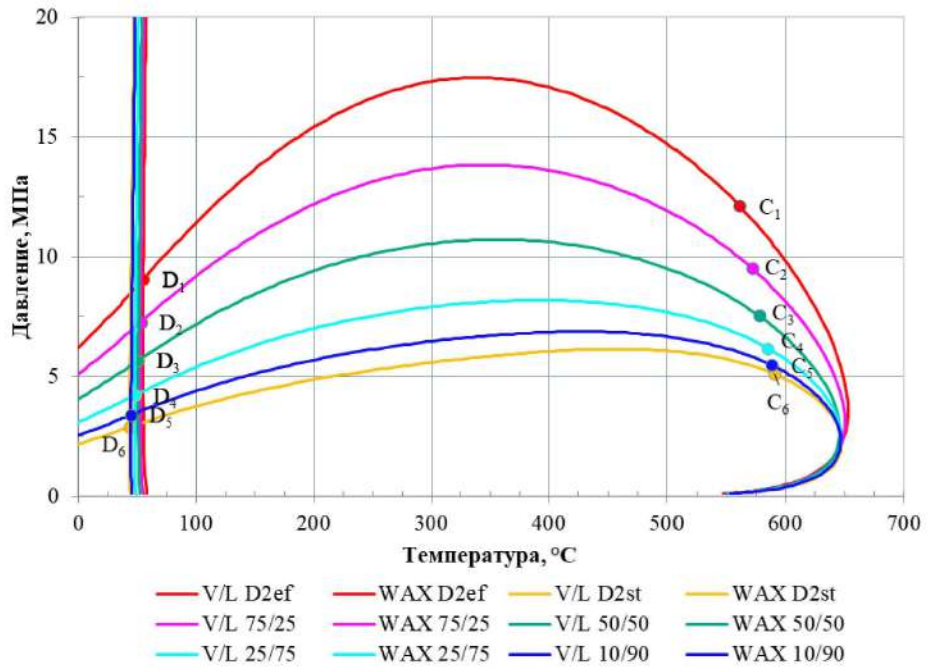
Таким образом, предлагаемый способ борьбы с образованием АСПО при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовых залежей обеспечивает повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных погружными установками электроцентробежных насосов, путем снижения простоя и увеличения межремонтного и межочистного периодов работы скважины за счет снижения массового содержания парафина в смеси и температуры насыщения её парафином, глубины и интенсивности образования органических отложений в колонне НКТ, температуры застывания и улучшения реологических свойств структурированных дисперсных систем.

(57) Формула изобретения

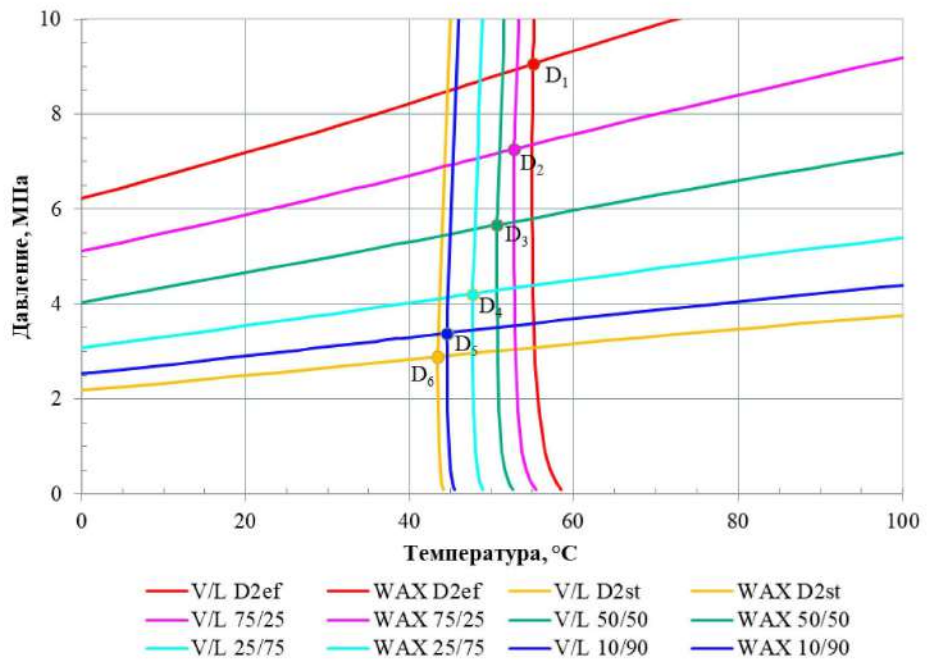
Способ борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокозастывающей аномальной нефти, включающий промывку растворителем глубинного электроцентробежного насоса ЭЦН, включающую закачку растворителя в колонну насосно-компрессорных труб НКТ, заполнение колонны НКТ и направление растворителя через перепускной клапан для накопления над глубинным насосом, с помощью частотного преобразователя тока, плавно повышая частоту тока погружного электродвигателя установки, запуск ЭЦН в действие с производительностью, обеспечивающей транспортировку растворителя из межтрубного пространства сверху вниз в полость электроцентробежного насоса через его приемные отверстия, причем для полного удаления АСПО необходимо данную процедуру подачи растворителя в насос повторить несколько раз, отличающийся тем, что предварительно осуществляют определение массового соотношения высокозастывающей аномальной нефти и нефти с меньшим массовым содержанием парафина, при котором обеспечивают наибольшее снижение глубины и интенсивности образования АСПО в колонне лифтовых труб при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовой залежи, причем наибольшую эффективность дает массовое соотношение высокозастывающей аномальной нефти и нефти с меньшим массовым содержанием парафина 10:90 соответственно, далее выбирают компоновку внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов и частоту вращения вала ЭЦН на основе проведения количественной оценки изменения глубины образования АСПО в скважине при добыче высокозастывающей аномальной нефти в зависимости от частоты вращения вала ЭЦН, причем наибольшее снижение глубины образования АСПО в скважине достигается при частоте вращения вала ЭЦН, равной 54 Гц, которые обеспечивают необходимое массовое соотношение нефтей с различным массовым содержанием парафина, осуществляют сбор данных изменения дебита скважины и толщины отложений в колонне лифтовых труб в зависимости от времени и определяют межочистный период работы скважины по точке пересечения на графике зависимостей изменения дебита скважины и толщины отложений от времени.



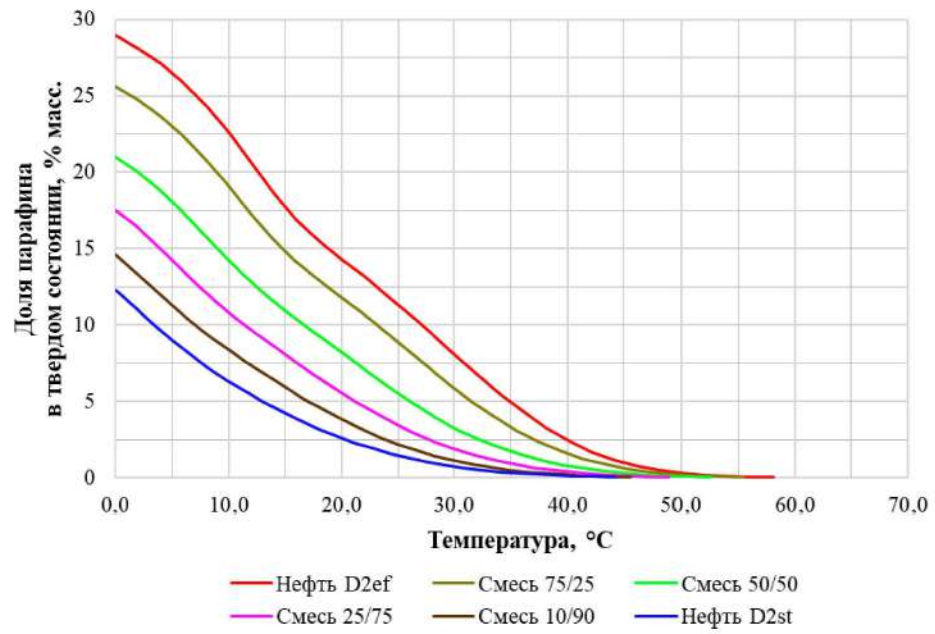
Фиг. 1



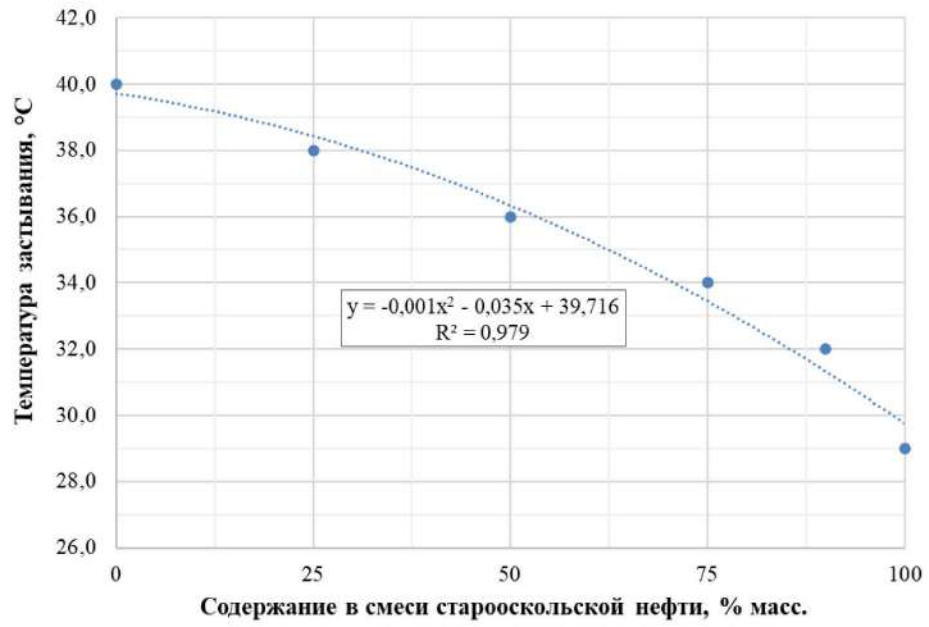
Фиг. 2



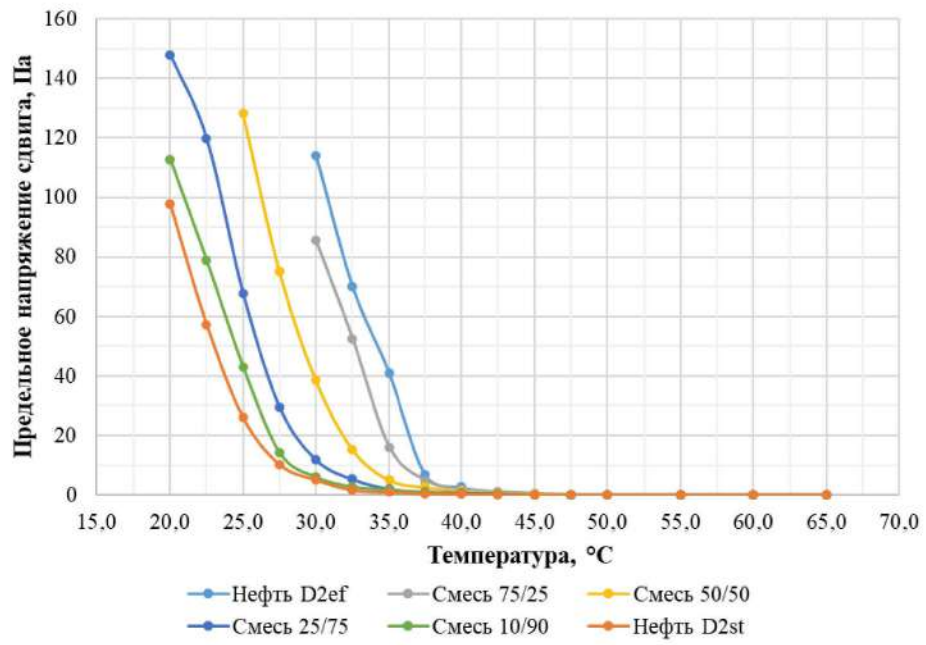
Фиг. 3



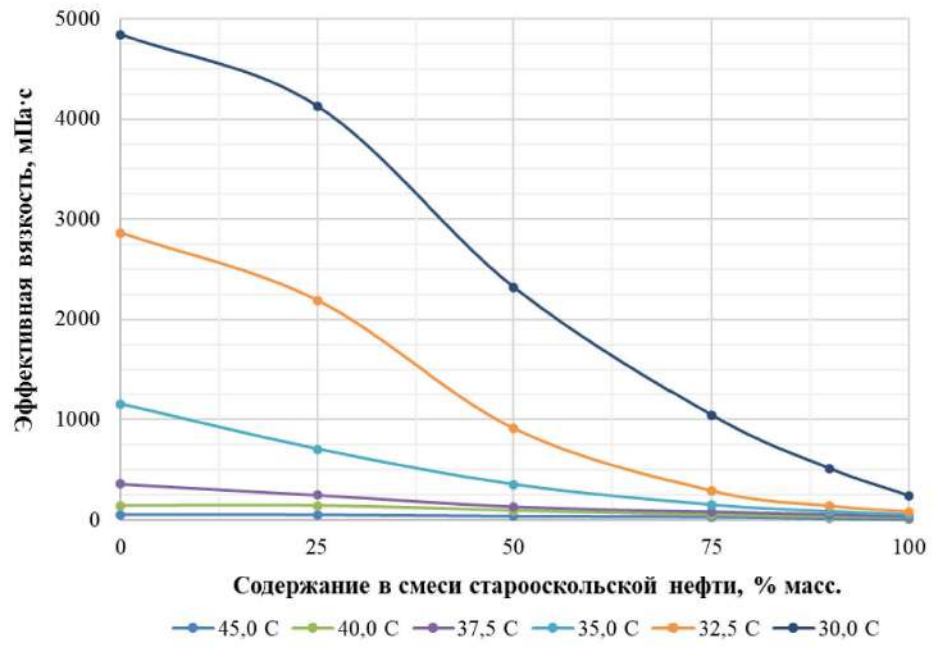
Фиг. 4



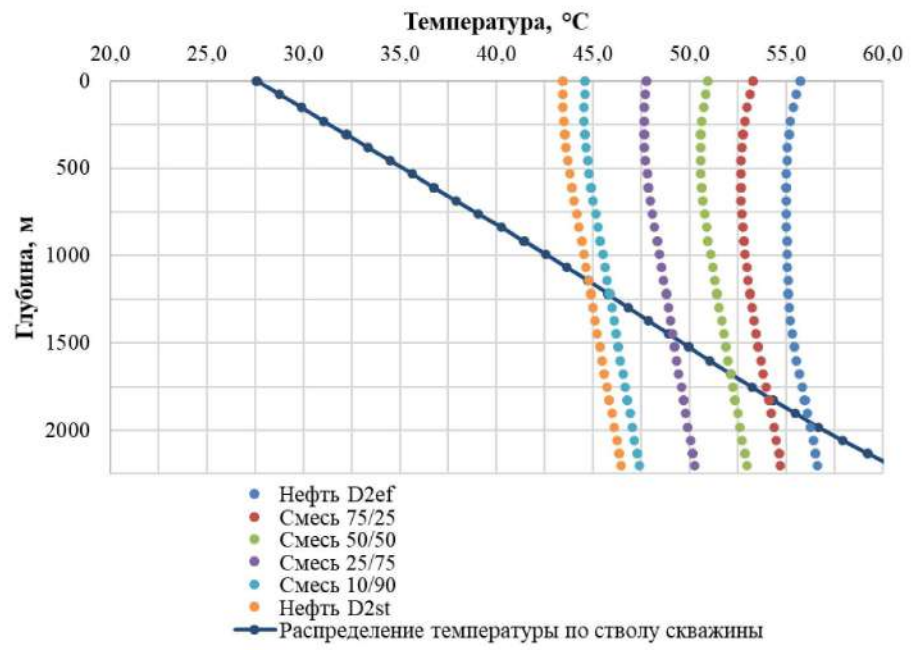
Фиг. 5



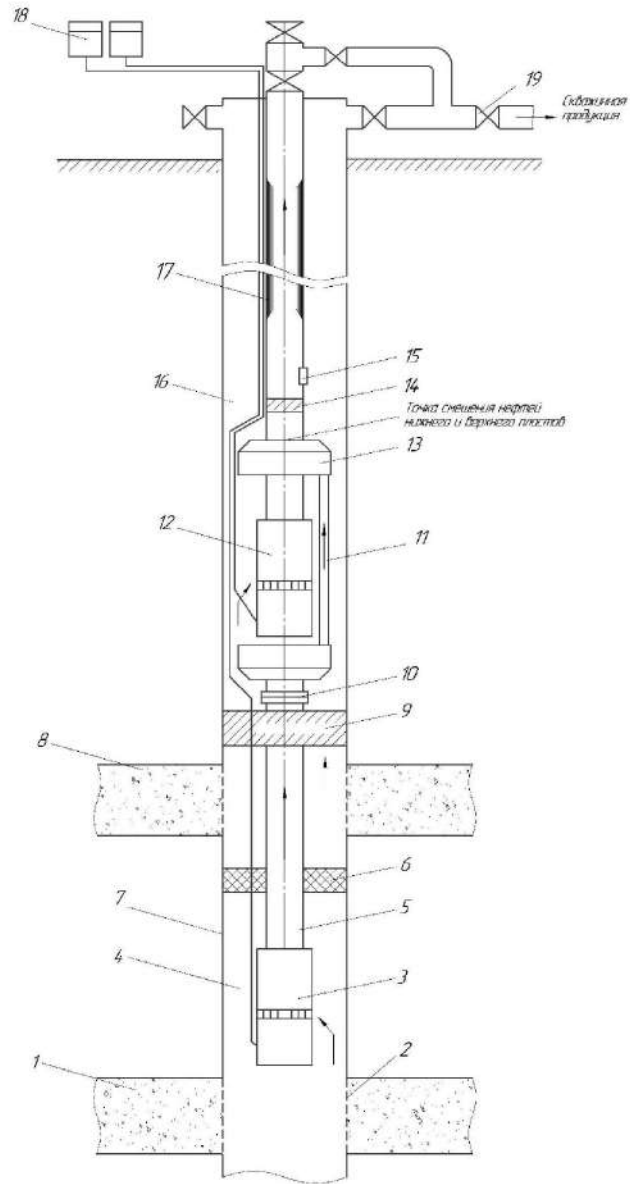
Фиг. 6



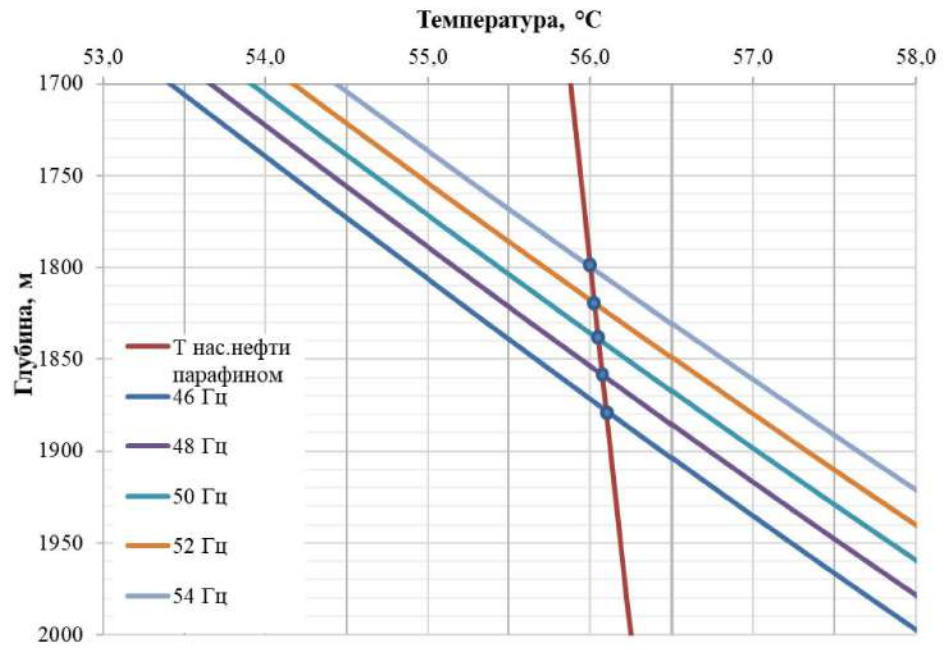
Фиг. 7



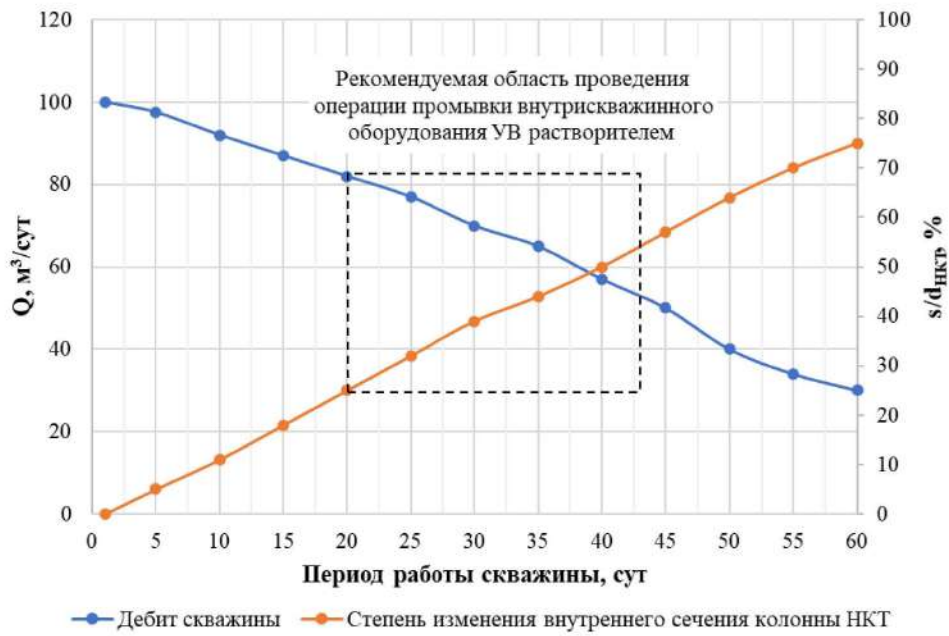
Фиг. 8



Фиг. 9



Фиг. 10



Фиг. 11