

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2846588

СПОСОБ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩЕЙ АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II" (RU)*

Авторы: *Нгуен Ван Тханг (RU), Коробов Григорий Юрьевич (RU), Парфенов Дмитрий Викторович (RU)*

Заявка № 2024137951

Приоритет изобретения 17 декабря 2024 г.

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 09 сентября 2025 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 17 декабря 2044 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 (2025.05)

(21)(22) Заявка: 2024137951, 17.12.2024

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
17.12.2024

Дата регистрации:
09.09.2025

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 17.12.2024

(45) Опубликовано: 09.09.2025 Бюл. № 25

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
ФГБОУ ВО "Санкт-Петербургский горный
университет императрицы Екатерины II",
Патентно-лицензионный отдел

(72) Автор(ы):

Нгуен Ван Тханг (RU),
Коробов Григорий Юрьевич (RU),
Парфенов Дмитрий Викторович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования "Санкт-Петербургский горный
университет императрицы Екатерины II"
(RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2755778 C1, 21.09.2021. RU
2001247 C1, 15.10.1993. RU 2503797 C1,
10.01.2014. RU 2729303 C1, 05.08.2020. RU
2248442 C1, 20.03.2005. RU 2241820 C2,
10.12.2004. US 10392903 B2, 01.11.2019. US
10920534 B2, 16.02.2021.

(54) СПОСОБ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩЕЙ
АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ

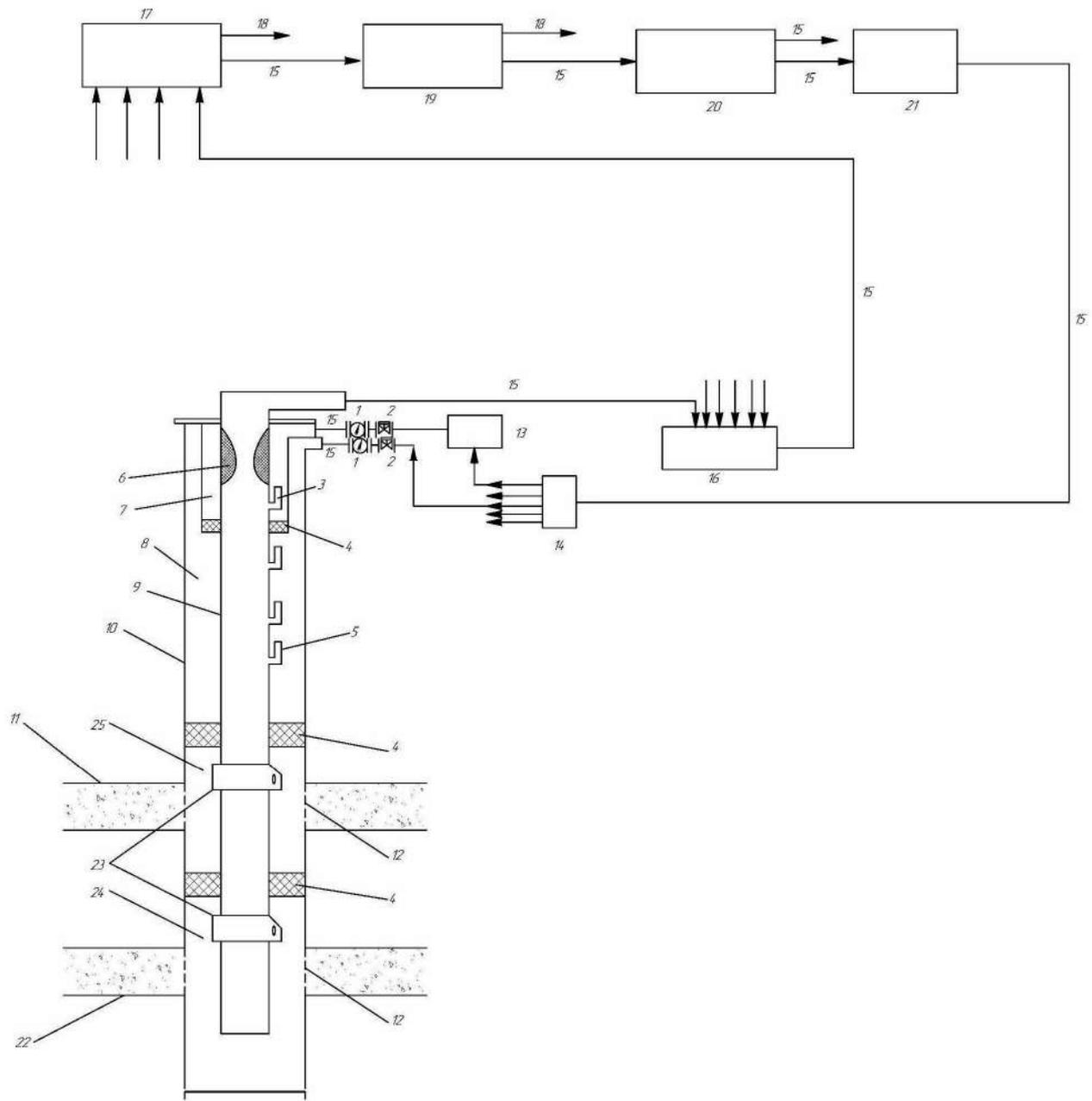
(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей отрасли, в частности к способам борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений во внутрискважинном оборудовании при добыче высокопарафинистой нефти. Способ борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах газлифтных скважин при добыче высокозастывающей аномальной нефти включает получение исходных данных по компонентным составам пластовой жидкости и попутно-нефтяного газа – ПНГ. Производят очистку от сероводорода и углекислого газа рабочего агента. Изменяют соотношение легких и тяжелых фракций закачиваемого попутно-нефтяного газа и выбирают оптимальный вариант при наиболее низкой температуре насыщения нефти парафином. Определяют оптимальный

расход горячего попутно-нефтяного газа, интервал спуска технологической колонны с теплоизоляционным покрытием с оптимальной толщиной $\delta=20-35$ мм с установкой ниже глубины закачки горячего ПНГ в скважину на величину не более 30 м. Теплоизоляционное покрытие технологической колонны выполнено из полиуретана. Осуществляют закачку горячего ПНГ, предварительно нагретого до температуры в диапазоне 90-105°C, в затрубное пространство скважины между колонной насосно-компрессорных труб НКТ и технологической колонной. Определяют режим закачки горячего ПНГ в скважину путем прогнозирования скорости образования асфальтосмолопарафиновых отложений в колонне НКТ. Осуществляют непрерывную закачку горячего ПНГ в газлифтную скважину

до восстановления запланированного значения текущего дебита скважины и закрытие клапана постоянного давления. Определяют возможность применения компоновки для одновременно-раздельной добычи высокозастывающей аномальной нефти из многопластовой залежи для предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в колонне лифтовых труб газлифтной скважины. В программный продукт вводят полученные исходные данные - физико-химическую характеристику и компонентный состав пластовых нефтей. Осуществляют построение диаграммы фазового равновесия углеводородной системы для двух продуктивных пластов и их смесей исследуемых нефтей в различных соотношениях. Определяют изменение массового содержания парафина в смеси исследуемых нефтей и температуры насыщения её парафином при смешении исследуемых нефтей в различных соотношениях. Если смешение высокозастывающей аномальной нефти с нефтью характеризуется меньшим содержанием парафина и обеспечивает существенное снижение температуры насыщения смеси исследуемых нефтей парафином, то определяют групповой углеводородный состав, температуру застывания, предельного напряжения сдвига и эффективной вязкости смесей, исследуемых нефтей. Проводят оценку интенсивности образования асфальтосмолопарафиновых отложений для смесей исследуемых нефтей. На основе

полученных результатов выбирают область допустимого соотношения высокозастывающей аномальной нефти и нефти, которая характеризуется меньшим содержанием парафина. Осуществляют выбор компоновки внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов. Высокозастывающая аномальная нефть из нижнего продуктивного пласта через интервал перфорации поступает в подпакерное пространство скважины, по результатам определения необходимого соотношения исследуемых нефтей проводят выбор клапанов для регулирования расхода. Высокозастывающая аномальная нефть нижнего продуктивного пласта через клапан для регулирования расхода поступает в колонну НКТ. Нефть, которая характеризуется меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств, из верхнего продуктивного пласта через интервал перфорации поступает в надпакерное пространство скважины, затрубное пространство между колонной НКТ и обсадной колонной, далее через клапан для регулирования расхода поступает в колонну НКТ, смешивается с высокозастывающей аномальной нефтью из нижнего продуктивного пласта. Техническим результатом является повышение эффективности эксплуатации газлифтных скважин при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовых залежей. 7 ил., 6 табл.



Фиг. 7



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 37/06 (2025.05)

(21)(22) Application: **2024137951, 17.12.2024**

(24) Effective date for property rights:
17.12.2024

Registration date:
09.09.2025

Priority:

(22) Date of filing: **17.12.2024**

(45) Date of publication: **09.09.2025** Bull. № 25

Mail address:

**199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2, FGBOU
VO "Sankt-Peterburgskij gornyj universitet
imperatritsy Ekateriny II", Patentno-litsenziornyj
otdel**

(72) Inventor(s):

**Nguen Van Tkhang (RU),
Korobov Grigorii Iurevich (RU),
Parfenov Dmitrii Viktorovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

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

(54) **METHOD OF CONTROLLING THE FORMATION OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS IN TUBING OF GAS LIFT WELLS DURING PRODUCTION OF HIGH POUR-POINT ABNORMAL OIL**

(57) Abstract:

FIELD: mining.

SUBSTANCE: invention relates to the oil industry, in particular to methods for controlling the formation of asphalt-resin-paraffin deposits in downhole equipment during the extraction of high-paraffin oil. Method of controlling formation of asphalt-resin-paraffin deposits in tubing of gaslift wells during production of high pour-point abnormal oil involves obtaining of initial data on component compositions of formation fluid and associated petroleum gas – APG. Working agent is cleaned from hydrogen sulphide and carbon dioxide. Ratio of light and heavy fractions of pumped associated oil gas is changed and an optimal variant is selected at the lowest temperature of oil saturation with paraffin. Determining the optimum flow rate of the hot associated petroleum gas, the lowering interval of the process string with a heat-insulating coating with an optimum thickness $\delta=20-35$ mm with setting below hot associated petroleum gas injection depth to well by not more than 30 m. Heat-insulating coating of process column is made of polyurethane.

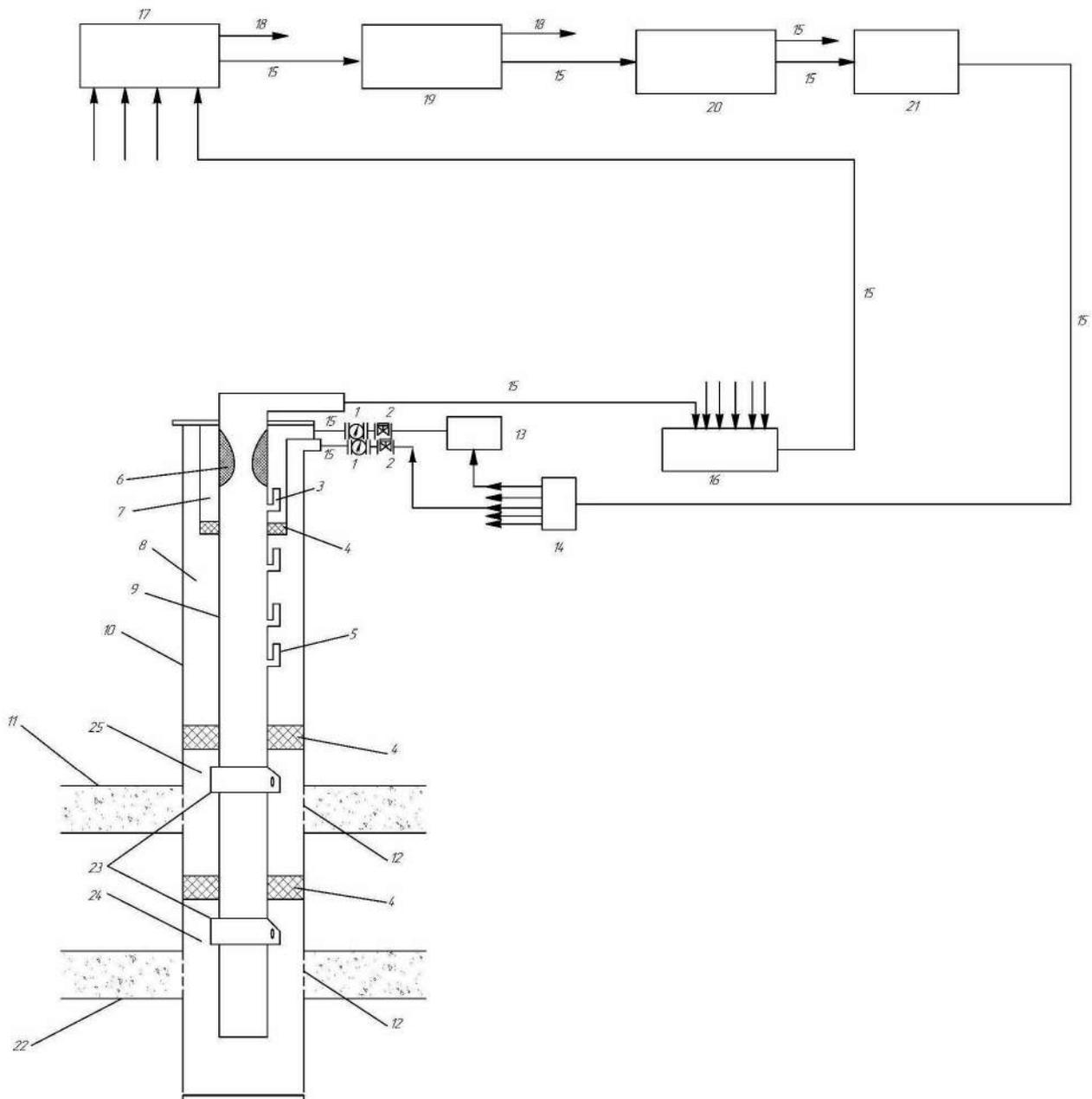
Method comprises injection of hot associated petroleum gas, preheated to temperature in range of 90-105 °C, into the annular space of the well between the tubing string and the process string. Hot APG injection mode is determined by predicting rate of formation of asphalt-resin-paraffin deposits in tubing string. Hot APG is continuously pumped to the gas lift well until the planned value of the current flow rate of the well is restored and the constant pressure valve is closed. Possibility of using the arrangement for dual production of high pour-point abnormal oil from a multipay deposit to prevent formation of asphalt-resin-paraffin deposits in the tubing string of a gas-lift well is determined. Obtained initial data – physical and chemical characteristics and component composition of crude oils – are entered into the software product. Phase equilibrium diagram of the hydrocarbon system is plotted for two productive formations and their mixtures of the analysed oils in different ratios. Change in weight content of paraffin in the mixture of the analysed oils and temperature of saturation thereof with paraffin

during mixing of the analysed oils in different ratios is determined. If mixing of high pour-point abnormal oil with oil is characterized by lower content of paraffin and provides essential reduction of saturation temperature of the mixture of the investigated oils with paraffin, then group hydrocarbon composition, pour point, limit shear stress and effective viscosity of mixtures of the investigated oils are determined. Intensity of formation of asphalt-resin-paraffin deposits for mixtures of the analysed oils is estimated. Based on the obtained results, the region of allowable ratio of high pour-point abnormal oil and oil which is characterized by lower content of paraffin is selected. Arrangement of downhole equipment is selected for simultaneous separate operation of several productive formations. High pour-point abnormal oil from the lower productive formation through the perforation interval enters the under-packer space of the well;

selection of valves for flow control is performed as per the results of determination of the required ratio of the investigated oils. High pour-point abnormal oil of the lower productive formation enters the tubing string through the flow control valve. Oil, which is characterized by a lower paraffin content and the manifestation of structural and mechanical properties, from the upper productive formation through the perforation interval enters the above-packer space of the well, the annular space between the tubing string and the casing string, then through the flow control valve enters the tubing string, is mixed with the high pour-point abnormal oil from the lower productive formation.

EFFECT: improving operating efficiency of gaslift wells at production of high pour-point abnormal oil from multiformation deposits.

1 cl, 7 dwg, 6 tbl



Фиг. 7

RU 2846588 C1

RU 2846588 C1

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

Известен способ ликвидации и предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтегазодобывающих скважинах (патент RU № 2248442, опубл. 10.09.2003 г.), при котором с целью удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважине на глубине образования отложений в скважину спускают нагревательную систему, состоящую из линейного нагревательного элемента в виде металлического проводника, питающей жилы и замыкателя тока между ними в головной части. Замыкатель представляет собой локальный нагреватель, при помощи которого осуществляют нагрев при погружении нагревательной системы в скважину, что позволяет проходить пробки, образованные отложениями. После погружения осуществляют преимущественно попутный нагрев путем замыкания цепи тока, образованной металлическим проводником и питающей жилой, для этого замыкающий элемент имеет падающую зависимость сопротивления от роста температуры.

Недостатками данного способа являются то, что диаметр замыкателя, близкий по размеру к внутреннему диаметру насосно-компрессорных труб, поэтому спущенный нагревательный элемент будет препятствовать потоку скважинной жидкости при добыче нефти.

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 содержит наземный импульсный генератор, высоковольтный трансформатор и металлический изолированный проводник или стандартный геофизический кабель.

5 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 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; 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 удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважине (патент RU № 2001247, опубл. 15.10.1993 г.) путем закачки горячего газообразного агента в полость насосно-компрессорных труб через полые штанги. В момент выхода горячего газообразного агента в полость насосно-компрессорных труб в скважину через затрубное пространство начинают закачивать жидкий растворитель отложений. Ведут одновременную закачку горячего газообразного агента в полые штанги, а жидкого растворителя отложений в затрубное пространство.

Недостатками данного способа является то, что при закачке горячего газообразного агента в скважину с целью удаления асфальтосмолопарафиновых отложений не учитывается глубина начала образования отложений, а также температура, глубина, режим и расход закачки агента.

Известен способ борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин (патент RU № 2755778, опубл. 21.09.2021 г.), принятый за прототип, включающий подбор фракционного состава очищенного попутно-нефтяного газа ПНГ для закачки в скважину путем измерения температуры насыщения нефти парафином и глубину образования парафина при закачке ПНГ с учетом изменения фазового состава нефти при различных соотношениях легких и тяжелых фракций закачиваемого рабочего агента. Осуществляют закачку горячего ПНГ в затрубное пространство скважины между колонной насосно-компрессорных труб НКТ и технологической колонной, при этом предварительно определяют оптимальный расход горячего ПНГ, исходя из объема закачиваемого рабочего агента и наименьшего значения глубины его закачки. Интервал спуска технологической колонны с теплоизоляционным полиуретановым покрытием с оптимальной толщиной от 20 мм до 35 мм устанавливают ниже глубины закачки горячего ПНГ в скважину на величину не более 30 м. Далее непрерывно закачивают горячий ПНГ в газлифтную скважину до восстановления запланированного значения текущего дебита скважины.

Недостатком данного способа является то, компоновка спускаемой колонны насосно-компрессорных труб и внутрискважинное оборудование не обеспечивают одновременно-раздельную эксплуатацию нескольких продуктивных пластов.

Техническим результатом является повышение эффективности эксплуатации газлифтных скважин при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовых залежей.

Технический результат достигается тем, определяют возможность применения компоновки для одновременно-раздельной добычи высокозастывающей аномальной нефти из многопластовой залежи для предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в колонне лифтовых труб газлифтной скважины, при этом в программный продукт вводят полученные исходные данные – физико-химическую характеристику и компонентный состав пластовых нефтей и осуществляют построение диаграммы фазового равновесия углеводородной системы для двух продуктивных пластов и их смесей исследуемых нефтей в различных соотношениях, далее определяют изменение массового содержания парафина в смеси исследуемых нефтей и температуры насыщения её парафином при смешении исследуемых нефтей в различных соотношениях, если смешение высокозастывающей аномальной нефти с нефтью, характеризуется меньшим содержанием парафина и обеспечивает существенное снижение температуры насыщения смеси исследуемых нефтей парафином, то определяют групповой углеводородный состав, температуру застывания, предельного напряжения сдвига и эффективной вязкости смесей исследуемых нефтей, и проводят оценку интенсивности образования асфальтосмолопарафиновых отложений для смесей исследуемых нефтей, после этого на основе полученных результатов выбирают область допустимого соотношения высокозастывающей аномальной нефти и нефти, которая характеризуется меньшим содержанием парафина, которое обеспечивает наибольшее снижение температуры насыщения нефти парафином в колонне лифтовых труб при совместной эксплуатации продуктивных пластов, затем осуществляют выбор компоновки внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов, которое обеспечивает необходимое соотношение исследуемых нефтей, далее высокозастывающая аномальная нефть из нижнего продуктивного пласта через интервал перфорации поступает в подпакерное пространство скважины, по результатам определения необходимого соотношения исследуемых нефтей проводят выбор клапанов для регулирования расхода, после этого высокозастывающая аномальная нефть нижнего продуктивного пласта через клапан для регулирования расхода поступает в колонну НКТ, при этом нефть, которая характеризуется меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств, из верхнего продуктивного пласта через интервал перфорации поступает в надпакерное пространство скважины, затрубное пространство между колонной НКТ и обсадной колонной, далее через клапан для регулирования расхода поступает в колонну НКТ, смешивается с высокозастывающей аномальной нефтью из нижнего продуктивного пласта.

Способ поясняется следующими фигурами:

фиг. 1 – диаграмма фазового равновесия углеводородных систем для залежей фундамента и олигоцена месторождения Вьетнама и их смесей в различных соотношениях;

фиг. 2 – график определения изменения температуры насыщения нефти залежи фундамента парафином при её смешении с нефтью олигоцена в различных соотношениях;

фиг. 3 – график изменения доли выделившегося парафина в исследуемых НДС и температуры насыщения их парафином при атмосферном давлении;

фиг. 4 – график изменения температуры застывания высокопарафинистой нефти залежи фундамента при её смешении с нефтью олигоцена в различных соотношениях;

фиг. 5 – график зависимости предельного напряжения сдвига высокопарафинистой нефти залежи фундамента при её смешении с нефтью олигоцена в различных

соотношениях от температуры;

фиг. 6 – график изменения эффективной вязкости высокозастывающей аномальной нефти залежи фундамента при её смешении в различных соотношениях с нефтью олигоцена в зависимости от температуры при скорости сдвига $10,8 \text{ с}^{-1}$;

фиг. 7 – схема компоновки внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов газлифтной скважины;

1 – расходомер;

2 – клапан постоянного давления;

3 – газлифтный клапан для закачки горячего ПНГ;

4 – пакер;

5 – рабочий газлифтный клапан;

6 – асфальтосмолопарафиновые отложения;

7 – технологическая колонна;

8 – затрубное пространство скважины;

9 – колонна насосно-компрессорных труб (НКТ);

10 – обсадная колонна;

11 – верхний продуктивный пласт;

12 – интервал перфорации;

13 – установка для нагрева ПНГ;

14 – газораспределительная батарея;

15 – трубопровод;

16 – эксплуатационный манифольд;

17 – газонефтяной сепаратор;

18 – нефть;

19 – газовый сепаратор;

20 – компрессорная станция;

21 – станция для очистки закачиваемого газа от CO_2 и H_2S ;

22 – нижний продуктивный пласт;

23 – клапан для регулирования расхода;

24 – подпакерное пространство скважины;

25 – надпакерное пространство скважины.

Предлагаемый способ борьбы с образованием АСПО при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовых залежей осуществляется следующим образом. Для газлифтной скважины-кандидата, входящей в осложненный фонд по причине образования АСПО, определяют физико-химические свойства нефти, температуру насыщения нефти парафином, групповой углеводородный состав нефти, компонентный состав нефти, температуру застывания, температуру плавления парафина и плотность нефти.

На следующем этапе определяют возможность применения компоновки для одновременно-раздельной добычи высокозастывающей аномальной нефти из многопластовой залежи для предупреждения образования АСПО в колонне лифтовых труб газлифтной скважины на основе использования симулятора установившегося многофазного потока PIPESIM. В программный продукт вводятся полученные на первом этапе исходные данные – физико-химическую характеристику 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. Далее определяется изменение массового содержания парафина в смеси и температуры насыщения её

парафином при смешении исследуемых нефтей в различных соотношениях.

Если смешение высокозастывающей аномальной нефти с нефтью, характеризующейся меньшим 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. Комплекс исследований состоит из определения группового углеводородного состава, температуры застывания, предельного напряжения сдвига и эффективной вязкости смесей исследуемых нефтей, оценки интенсивности образования органических отложений для смесей исследуемых нефтей.

На основе полученных результатов экспериментальных исследований выбирается область допустимого соотношения высокозастывающей аномальной нефти и нефти, характеризующейся меньшим содержанием парафина, обеспечивающей наибольшее снижение температуры насыщения нефти парафином в колонне лифтовых труб при совместной эксплуатации продуктивных пластов.

На следующем этапе осуществляется выбор компоновки внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов, обеспечивающих необходимое соотношение исследуемых нефтей.

Далее для необходимого соотношения исследуемых нефтей определяется оптимальный состав закачиваемого попутно-нефтяного газа ПНГ, предварительно очищенного от сероводорода и углекислого газа, при наименьшей температуре насыщения нефти парафином. Для удаления органических отложений в лифтовых трубах применяется следующая схема периодической закачки горячего ПНГ в затрубное пространство скважины между колонной насосно-компрессорных труб и технологической колонной, при этом предварительно определяют оптимальный расход горячего ПНГ, исходя из объема закачиваемого рабочего агента и наименьшего значения глубины его закачки. Интервал спуска технологической колонны с теплоизоляционным покрытием с оптимальной толщиной от 20 до 35 мм устанавливают ниже глубины закачки горячего ПНГ в скважину на величину не более 30 м.

Теплоизоляционное покрытие технологической колонны выполнено из полиуретана. Закачиваемый ПНГ предварительно нагревают до значения от плюс 90 °С до плюс 105 °С, определяют режим закачки горячего ПНГ в скважину путем прогнозирования скорости образования органических отложений в колонне НКТ по снижению дебита скважины и увеличению толщины отложений с течением времени – область точки пересечения зависимостей изменения дебита скважины и толщины отложений соответствует оптимальному значению межочистного периода работы скважины, далее непрерывно закачивают горячий ПНГ в газлифтную скважину до восстановления запланированного значения текущего дебита скважины, после этого клапан постоянного давления 2 закрывают.

Мероприятия по предупреждению образования и удалению АСПО в колонне НКТ газлифтной скважины 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 22 (фиг. 7) через интервал перфорации 12 поступает в подпакерное пространство скважины 24, по результатам определения необходимого соотношения исследуемых нефтей проводится выбор клапанов для регулирования расхода 23. Далее высокозастывающая аномальная нефть нижнего продуктивного пласта через клапан для регулирования расхода 23 поступает в колонну НКТ 9. Нефть, характеризующаяся меньшим

содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств, из верхнего продуктивного пласта 11 через интервал перфорации 12 поступает в надпакерное пространство скважины 25, затрубное пространство между колонной НКТ 9 и обсадной колонной 10, далее через клапан для регулирования расхода 23 поступает в колонну НКТ 9, смешивается с высоkozастывающей аномальной нефтью из нижнего продуктивного пласта 22. Затем скважинная продукция по колонне НКТ 9 поднимается к устью и по трубопроводу 15 поступает в эксплуатационный манифольд 16, далее по трубопроводу 15 направляется в газонефтяной сепаратор 17, после которого нефть 18 поступает в коллектор. Газ низкого давления, содержащий капельки нефти, по трубопроводу 15 поступает в газовой сепаратор 19 и проходит дополнительную обработку, далее поступает в компрессорную станцию 20. Необходимый объем попутного-нефтяного газа для закачки в газлифтную скважину по трубопроводу 15 поступает на станцию для очистки закачиваемого газа от CO_2 и H_2S 21. Далее очищенный ПНГ по трубопроводу 15 поступает в газораспределительную батарею 14. Необходимый расход рабочего агента для достижения запланированного дебита по скважинной жидкости через клапан постоянного давления 2 и расходомер 1 по трубопроводу 15 закачивается в затрубное пространство скважины 8 и через рабочие газлифтные клапаны 5 закачивается в колонну НКТ 9. Остальная часть ПНГ направляется в установку для нагрева ПНГ 13 с целью реализации предлагаемого способа борьбы с образованием АСПО во внутрискважинном оборудовании.

После определения оптимальной глубины закачки горячего ПНГ, интервал колонны НКТ 9 (фиг. 7) и технологическая колонна 7 покрываются теплоизоляционным полиуретаном с оптимальной толщиной от 20 до 35 мм до глубины установки пакера 4. В колонне НКТ 9 присутствует интервал образования асфальтосмолопарафиновых отложений 6. Необходимый расход горячего ПНГ после нагревания до температуры в диапазоне от $+95^0$ до $+105^0$ в установке для нагрева газа 13 через клапан постоянного давления 2 и расходомер 1 по трубопроводу 15 закачивается в затрубное пространство скважины 8 между колонной НКТ 9 и технологической колонны 7. Далее через газлифтный клапан для закачки горячего ПНГ 3 нагретый газ поступает в колонну НКТ 9. При закачке горячего ПНГ происходит прогрев колонны НКТ 9 и скважинной продукции в интервале образования АСПО. Закачка горячего ПНГ в газлифтную скважину осуществляется непрерывно до тех пор, пока текущий дебит скважины не восстановится до запланированного значения. Далее клапан постоянного давления 2 закрывается. В зависимости от интенсивности образования органических отложений в скважине определяется оптимальный межочистной период работы скважины.

Способ объясняется следующим примером.

Пример 1. Определение компонентного состав пластовой нефти, физико-химических свойств дегазированной нефти, температуры насыщения нефти парафином, группового углеводородного состав нефти, температуры застывания, температуры плавления парафина и плотности нефти (таблицы 1-2).

Таблица 1 – Компонентный состав пластовых нефтей фундамента и олигоцена месторождения Дракон

Компонент	Значение	
	Залежь фундамент	Залежь Олигоцен
Компонентный состав пластовой нефти, % мольн.		
CH_4	30,890	34,533
C_2H_6	8,661	8,102

	C ₃ H ₈	7,800	7,077
	и-C ₄ H ₁₀	1,649	1,350
	н-C ₄ H ₁₀	3,455	2,746
	и-C ₅ H ₁₂	1,279	0,863
5	н-C ₅ H ₁₂	1,646	0,974
	Псевдо C ₆	3,008	1,243
	Псевдо C ₇₊	41,471	42,756
	Углекислый газ	0,000	0,148
	Азот	0,142	0,208

10 Таблица 2 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежей фундамента и олигоцена месторождения Дракон

Показатель	Значение	
	Залежь фундамента	Залежь Олигоцен
15 Плотность при 20 °С, кг/м ³	840,0	855,6
Температура насыщения нефти парафином, °С	+54,5	+46,1
Температура застывания, °С	+32,5	+26,1
Температура плавления парафина, °С	+58,0	+54,0
Групповой углеводородный состав, % масс.		
20 Парафины	24,03	14,7
Асфальтены и смолы	3,29	8,35

По физико-химическим свойствам нефти месторождения Дракон относится к особо легким, высокозастывающим, высокопарафинистым и смолистым. Основными структурообразующими компонентами в исследуемых нефтяных дисперсных системах НДС являются парафиновые углеводороды, содержание которых в нефти залежей фундамента и олигоцена составляет 24,03 и 14,7 % масс. соответственно.

Установление возможности 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. По известным физико-химическим характеристикам и компонентным составам пластовых нефтей (таблицы 1-2) 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, построены диаграммы фазового равновесия углеводородных систем для залежей фундамента и олигоцена месторождения Дракон в различных соотношениях с определением значений температуры насыщения их парафином (фиг. 1-2).

Выявлено, что фазовый переход парафина в нефтизалежи олигоцена по сравнению с высокозастывающей аномальной нефтью залежи фундамента происходит при более низкой температуре. Так, температура насыщения исследуемых нефтей парафином для залежей фундамента и олигоцена при атмосферном давлении составляет 54,23 и 46,54 °С, а доля выделившегося парафина в нефти при атмосферном давлении монотонно увеличивается и при температуре 0 °С составляет 23,72 и 14,15 % масс. соответственно (таблица 3 и фиг. 3).

45 Таблица 3 – Изменение массового содержания парафина в исследуемых нефтяных дисперсных системах НДС и температуры насыщения их парафином

Нефтяная дисперсная система	Температура насыщения нефти парафином при атмосферном давлении, °С	Массовое содержание парафина, % масс.
Нефть фундамента	54,23	23,72

Смесь 75/25	52,31	21,08
Смесь 50/50	50,21	20,16
Смесь 25/75	48,92	17,18
Смесь 10/90	47,53	15,29
Нефть олигоцена	46,54	14,15

Таким образом, с уменьшением доли высокозастывающей аномальной нефти залежи фундамента в смеси с нефтью олигоцена 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.

В связи с полученными результатами, был проведен комплекс экспериментальных исследований по определению группового углеводородного состава смесей нефтей, температуры застывания, предельного напряжения сдвига, эффективной вязкости и интенсивности образования органических отложений исследуемых нефтей и их смесей в различных соотношениях (фиг. 4-6). Результаты определения группового углеводородного состава исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей представлены в таблице 4.

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

Нефтяная дисперсная система	Содержание, % масс.	
	Асфальтены и смолы	Парафины
Нефть фундамента	3,29	24,03
Смесь 75 на 25	4,86	21,83
Смесь 50 на 50	5,72	19,79
Смесь 25 на 75	6,41	17,72
Смесь 10 на 90	7,26	15,81
Нефть олигоцена	8,35	14,7

Установлено, что с увеличением в смеси доли нефти олигоцена прежде всего наблюдается существенное снижение содержания парафиновых углеводородов по сравнению с исходной нефтью фундамента.

Результаты экспериментальных исследований, описывающие изменение температуры застывания высокозастывающей аномальной нефти залежи фундамента при её смешении с нефтью олигоцена в следующих соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и 10/90 соответственно представлены на фиг. 4. Выявлено, что с увеличением содержания нефти олигоцена в смеси от 25 до 90 % масс. наблюдается снижение температуры застывания исследуемых нефтяных дисперсных систем. Так, при содержании в смеси нефти олигоцена в количестве 50 и 75 % масс. температура застывания снижается на 2,1 и 3,9°C соответственно.

Многочисленное увеличение предельного, статического напряжения сдвига высокопарафинистых нефтей залежей месторождения Дракон наблюдается при температурах 32,5 и 27,5°C соответственно, что косвенно свидетельствует о начале образования прочной пространственной структуры в исследуемых нефтяных дисперсных системах НДС (фиг. 5). При увеличении содержания в смеси доли нефти олигоцена от 50 до 75 % масс. температура, соответствующая началу образования прочной пространственной структуры, снижается на величину до 2,0°C, а величина предельного напряжения сдвига смеси до 13 раз по сравнению с высокозастывающей аномальной нефтью фундамента.

Зависимости, описывающие изменение эффективной вязкости исследуемых высокопарафинистых нефтей месторождения Дракон и их смесей от температуры, представлены на фиг. 6. Выявлено, что с увеличением содержания в смеси нефти

олигоцена от 25 до 90 % масс. наблюдается многократное снижение значений эффективной вязкости исследуемых нефтяных дисперсных систем в диапазоне температур ниже 32,5 °С.

Исследование интенсивности образования органических отложений для смесей исследуемых нефтей заключалось в моделировании контакта исследуемых проб с охлажденной поверхностью оборудования, которую имитировал металлический стержень, с подключенным к нему циркуляционным термостатом. Предварительно подготавливались безводные смеси нефтей залежи фундамента с нефтью олигоцена в следующих соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и 10/90 соответственно. Далее исследуемые нефтяные дисперсные системы НДС в необходимом количестве заливались в герметичные ячейки установки и выдерживались в течение 30 мин в установленном на магнитной мешалке термостате, на водяной бане при температуре 60 °С. Постоянное перемешивание проб исходных нефтей и их смесей в герметичных ячейках обеспечивалось путем вращения якоря магнитной мешалки со скоростью 300 об/мин. Затем с помощью циркуляционного термостата создавалась требуемая температура каждого металлического стержня 28 °С, контактирующего с пробой нефтью. Продолжительность эксперимента после установления необходимого температурного градиента между поверхностью стержня и объемом нефти составляла 60 мин. После окончания опыта стержни извлекали из ячеек, и давали свободной нефти стечь. Затем температура хладагента во внешнем циркуляционном термостате устанавливалась в диапазоне от плюс 25 °С до плюс 30°С без остановки его циркуляции через стержни. Масса органических отложений на каждом стержне определяется по разнице масс стеклянных стаканов с отложениями, собранными с каждого стержня, и масс пустых стаканов.

Эффективность смешения (Ξ , %) оценивается по следующей формуле:

$$\Xi = \frac{M_1 - M_2}{M_1} \cdot 100 ,$$

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 фундамента с нефтью олигоцена в соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и 10/90 соответственно представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Оценка эффективности смешения исследуемых высокопарафинистых нефтей месторождения Дракон по методу «холодного стержня»

Нефтяная дисперсная система	Масса отложений на стержне, г	Эффективность смешения, %	Средняя эффективность, %
Нефть фундамента	2,038	-	-
Нефть олигоцена	0,223	-	-
Смесь 75/25	1,428	29,92	30,32
	1,412	30,71	
Смесь 50/50	1,214	40,43	40,84
	1,197	41,26	
Смесь 25/75	0,752	63,10	63,24
	0,746	63,39	
Смесь 10/90	0,321	84,24	84,32
	0,318	84,39	

Установлено, что с увеличением содержания нефти олигоцена в смеси от 25 до 90 % масс. средняя эффективность смешения исследуемых высокопарафинистых нефтей месторождения Дракон по методу «холодного стержня» составляет от 30,32 до 84,32 % соответственно.

5 Полученные результаты моделирования и экспериментальных исследований позволяют заключить, что применение специального внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной добычи высокозастывающей аномальной нефти залежи фундамента и нефти олигоцена на месторождении Дракон обеспечит снижение температуры насыщения нефти парафином в рекомендуемом соотношении двух
10 пластовых флюидов в смеси – от 50 до 90 % соответственно.

На примере одной из газлифтных скважин месторождения Дракон во Вьетнаме по вышеописанной методике выполнено численное моделирование разработанной технологии предотвращения образования АСПО в лифтовых трубах путем периодической закачки горячего попутного нефтяного газа в затрубное пространство.

15 Скважина эксплуатируется с газовым фактором 135 м³/сут, количество нефти из одной залежи составляет 10% от общего количества, из другой – 90%. Глубина образования органических отложений в лифтовых трубах – 450 м. Температура насыщения нефти парафином равна 47,5 °С. Оптимальная глубина закачки горячего ПНГ – 530 м; глубина спуска колонны НКТ и технологической колонны с теплоизоляционным покрытием
20 полиуретаном с толщиной 25 мм – 560 м; начальная температура закачиваемого в скважину горячего ПНГ – 105 °С; оптимальный расход закачиваемого горячего ПНГ – 11500 м³/сут; межочистной период работы скважины – 7 суток; время восстановления дебита скважины до запланированного значения – 5 часов. Оптимальный состав
25 закачиваемого попутно-нефтяного газа ПНГ, предварительно очищенного от сероводорода и углекислого газа представлен в таблице 6.

Таблица 6 - Оптимальный состав рабочего агента ПНГ для газлифтной скважины месторождения Дракон

Наименование	Оптимальный состав ПНГ
N ₂	0,281
CO ₂	0,000
CH ₄	67,557
C ₂ H ₆	8,223
C ₃ H ₈	5,849
и-С ₄ H ₁₀	1,632
н-С ₄ H ₁₀	1,959
и-С ₅ H ₁₂	3,244
н-С ₅ H ₁₂	2,311
Псевдо С ₆	2,544
Псевдо С ₇	2,451
Псевдо С ₈	1,934
Псевдо С ₉	1,989
Псевдо С ₁₀	0,020
Псевдо С ₁₁	0,007

45 Предлагаемый способ борьбы с образованием АСПО при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовых залежей обеспечивает повышение эффективности эксплуатации газлифтных скважин 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 в лифтовых трубах газлифтных скважин при добыче высокозастывающей аномальной нефти, включающий получение исходных данных по компонентным составам пластовой жидкости и попутно-нефтяного газа ПНГ, который используют в качестве рабочего агента, очистку от сероводорода и углекислого газа рабочего агента, изменение соотношений легких и тяжелых фракций закачиваемого попутного нефтяного газа и выбор оптимального варианта при наиболее низкой температуре насыщения нефти парафином, определение оптимального расхода горячего попутного нефтяного газа, интервала спуска технологической колонны с теплоизоляционным покрытием с оптимальной толщиной $\delta=20-35$ мм с установкой ниже глубины закачки горячего ПНГ в скважину на величину не более 30 м, причем теплоизоляционное покрытие технологической колонны выполнено из полиуретана, осуществление закачки горячего ПНГ, предварительно нагретого до температуры в диапазоне $90-105^{\circ}\text{C}$, в затрубное пространство скважины между колонной насосно-компрессорных труб НКТ и технологической колонной, определение режима закачки горячего ПНГ в скважину путем прогнозирования скорости образования асфальтосмолопарафиновых отложений в колонне НКТ по снижению дебита скважины и увеличению толщины асфальтосмолопарафиновых отложений с течением времени – область точки пересечения зависимостей изменения дебита скважины и толщины асфальтосмолопарафиновых отложений, соответствующая оптимальному значению межочистного периода работы скважины, непрерывную закачку горячего ПНГ в газлифтную скважину до восстановления запланированного значения текущего дебита скважины и закрытие клапана постоянного давления, отличающийся тем, что определяют возможность применения компоновки для одновременно-раздельной добычи высокозастывающей аномальной нефти из многопластовой залежи для предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в колонне лифтовых труб газлифтной скважины, при этом в программный продукт вводят полученные исходные данные - физико-химическую характеристику и компонентный состав пластовых нефтей и осуществляют построение диаграммы фазового равновесия углеводородной системы для двух продуктивных пластов и их смесей исследуемых нефтей в различных соотношениях, далее определяют изменение массового содержания парафина в смеси исследуемых нефтей и температуры насыщения её парафином при смешении исследуемых нефтей в различных соотношениях, если смешение высокозастывающей аномальной нефти с нефтью характеризуется меньшим содержанием парафина и обеспечивает существенное снижение температуры насыщения смеси исследуемых нефтей парафином, то определяют групповой углеводородный состав, температуру застывания, предельного напряжения сдвига и эффективной вязкости смесей исследуемых нефтей и проводят оценку интенсивности образования асфальтосмолопарафиновых отложений для смесей исследуемых нефтей, после этого на основе полученных результатов выбирают область допустимого соотношения высокозастывающей аномальной нефти и нефти, которая характеризуется меньшим содержанием парафина, которое обеспечивает наибольшее

снижение температуры насыщения нефти парафином в колонне лифтовых труб при совместной эксплуатации продуктивных пластов, затем осуществляют выбор компоновки внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов, которое обеспечивает необходимое соотношение исследуемых нефтей, далее высокозастывающая аномальная нефть из нижнего продуктивного пласта через интервал перфорации поступает в подпакерное пространство скважины, по результатам определения необходимого соотношения исследуемых нефтей проводят выбор клапанов для регулирования расхода, после этого высокозастывающая аномальная нефть нижнего продуктивного пласта через клапан для регулирования расхода поступает в колонну НКТ, при этом нефть, которая характеризуется меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств, из верхнего продуктивного пласта через интервал перфорации поступает в надпакерное пространство скважины, затрубное пространство между колонной НКТ и обсадной колонной, далее через клапан для регулирования расхода поступает в колонну НКТ, смешивается с высокозастывающей аномальной нефтью из нижнего продуктивного пласта.

20

25

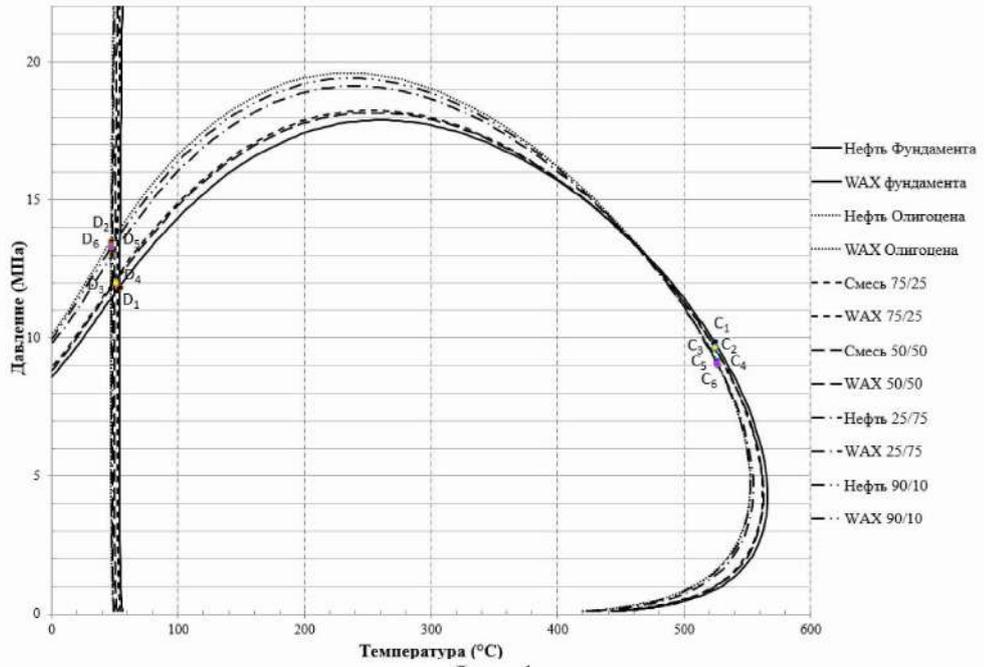
30

35

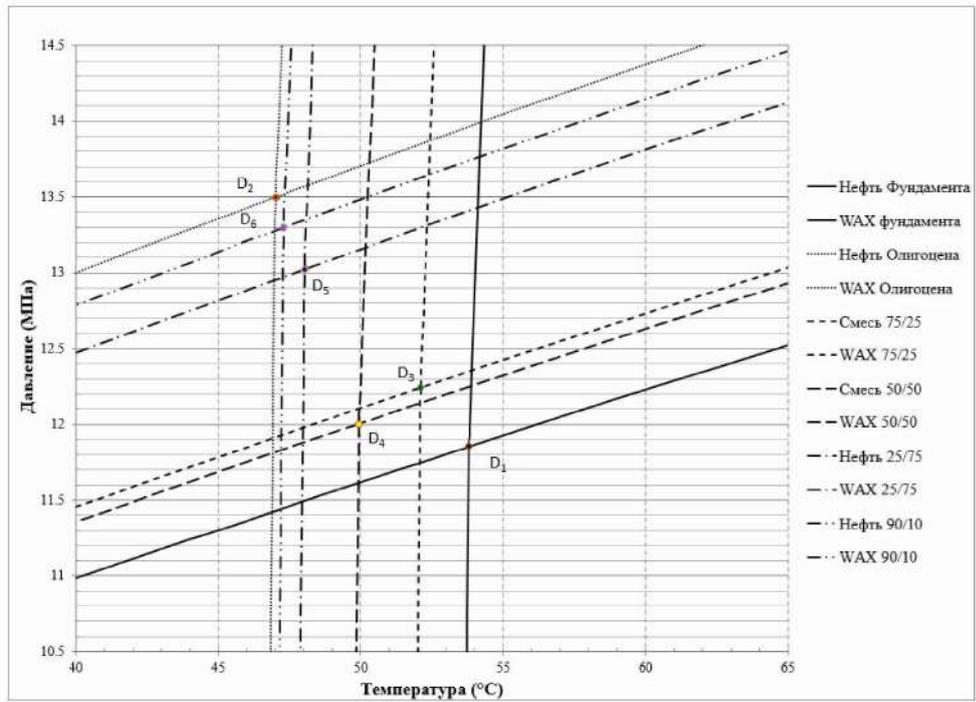
40

45

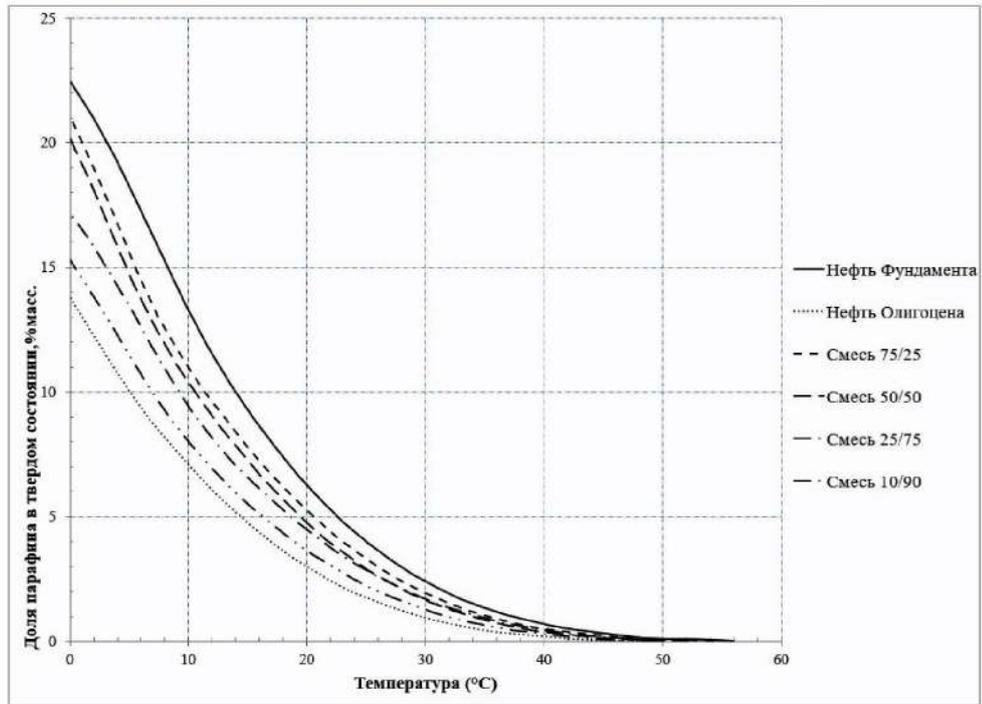
1



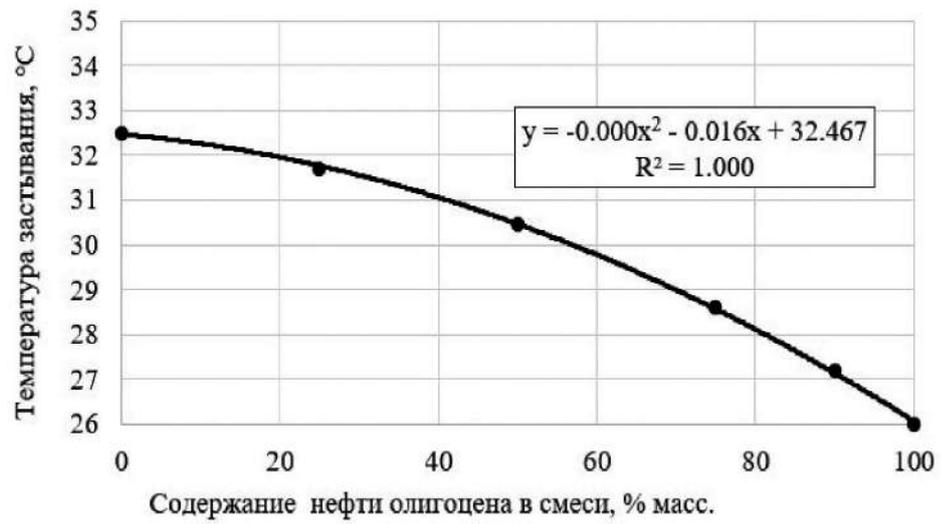
2



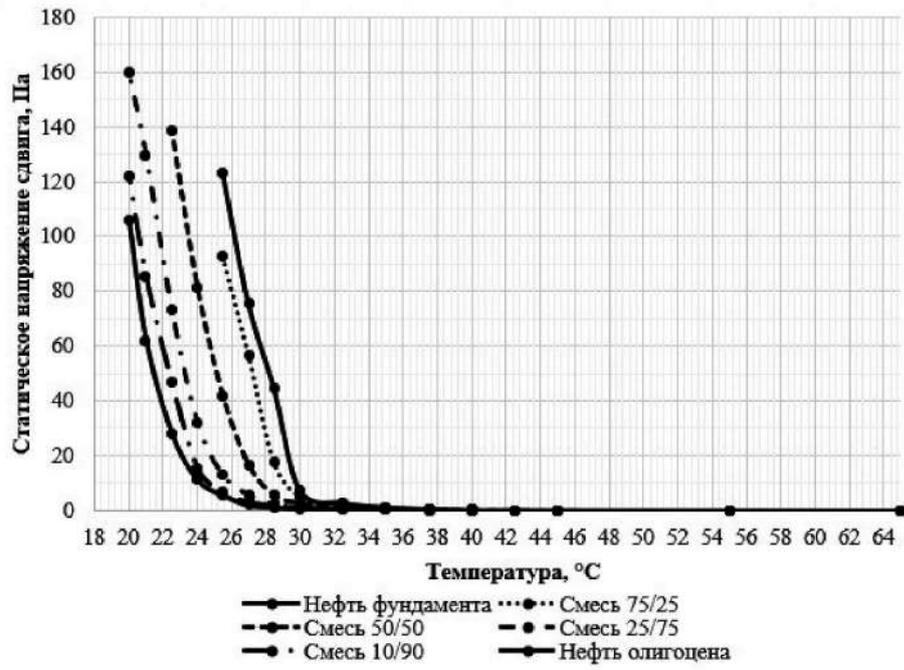
Фиг. 2



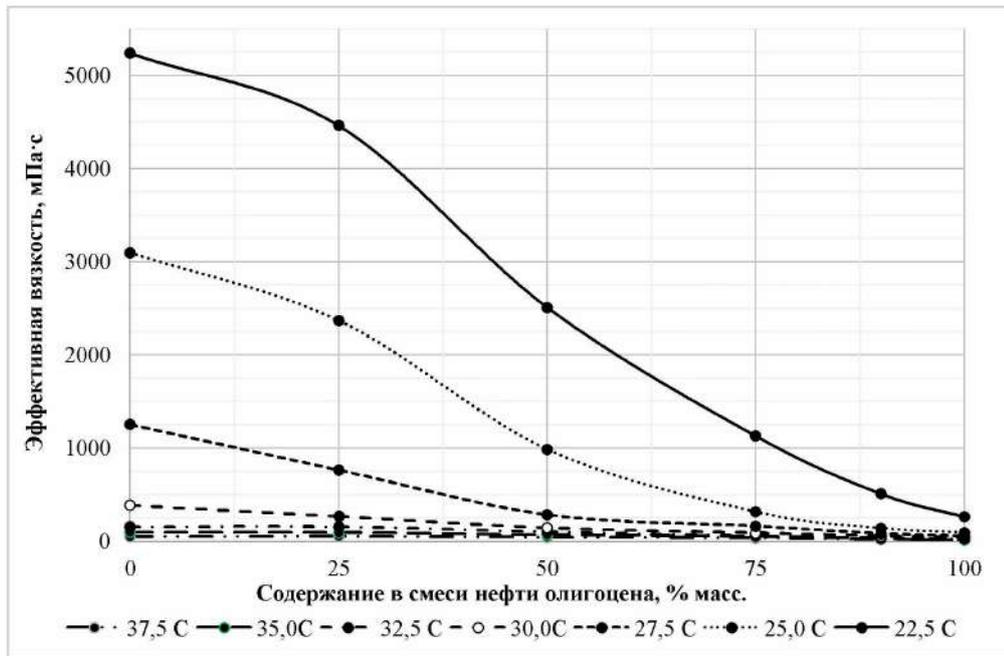
Фиг. 3



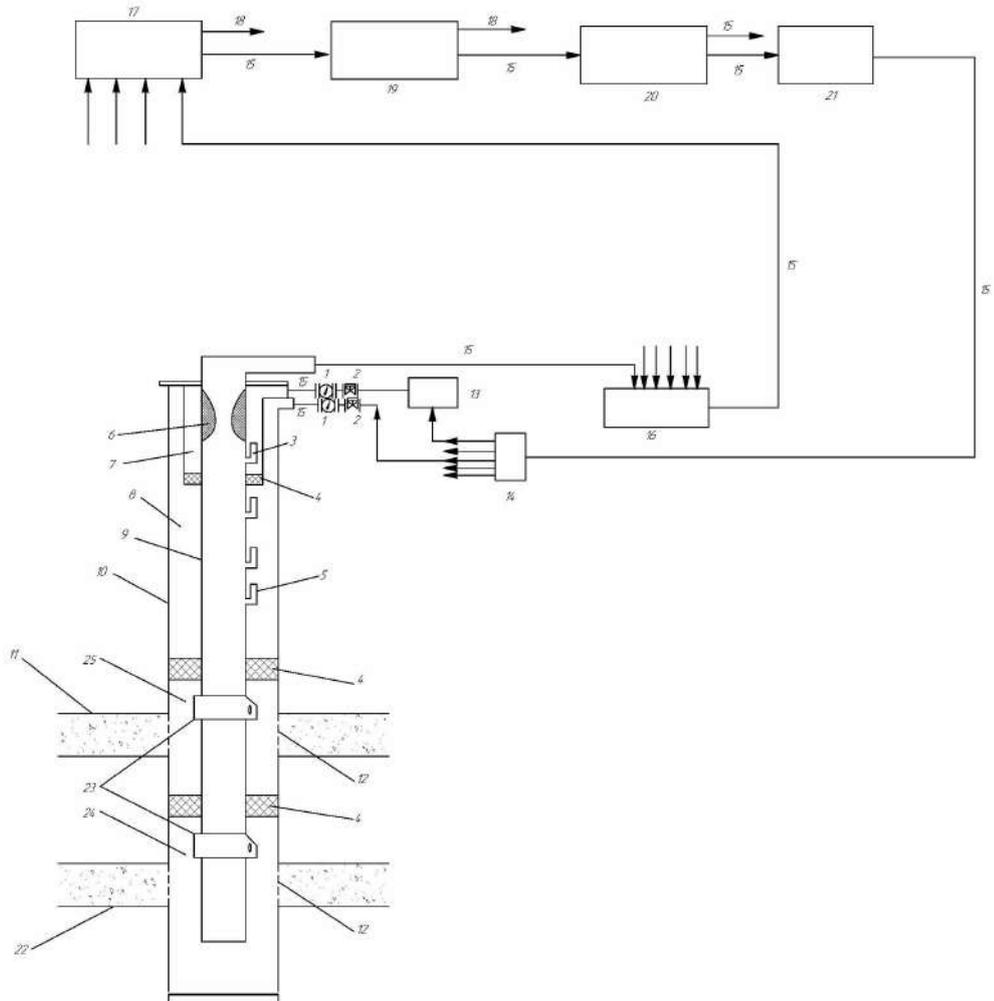
Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7