



КАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ
БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ
М. ҚОЗЫБАЕВ АТЫНДАҒЫ СӨЛТҮСТІК ҚАЗАҚСТАН
МЕМЛЕКЕТТІК УНИВЕРСИТЕТІ

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
СЕВЕРО-КАЗАХСТАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ М. КОЗЫБАЕВА

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE
OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN
M. KOZYBAYEV NORTH KAZAKHSTAN
STATE UNIVERSITY



ISSN 2309-6977
ИНДЕКС 74935

№ 3 (36) - 2017



«М. ҚОЗЫБАЕВ АТЫНДАҒЫ СҚМУ ХАБАРШЫСЫ» ЖУРНАЛЫ

ТЕХНИКАЛЫҚ ҒЫЛЫМДАР СЕРИЯСЫ

ЖУРНАЛ «ВЕСТНИК СКГУ ИМЕНИ М. КОЗЫБАЕВА»

СЕРИЯ: ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ

JOURNAL «BULLETIN OF THE M. KOZYBAYEV NKSU»

TECHNICAL SCIENCES SERIES

ПЕТРОПАВА, 2017

ISSN 2309-6977

Индексі 74935

Индекс 74935

М.ҚОЗЫБАЕВ АТЫНДАҒЫ СҚМУ

ХАБАРШЫСЫ

ТЕХНИКАЛЫҚ ҒЫЛЫМДАР СЕРИЯСЫ

ВЕСТНИК

СКГУ ИМЕНИ М.КОЗЫБАЕВА

СЕРИЯ: ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ

BULLETIN

of M.KOZYBAYEV NKSU

TECHNICAL SCIENCES SERIES

№ 3 (36)

Июль-август-сентябрь

Петропавл

2017

М.Қозыбаев атындағы СҚМУ хабаршысы

Вестник СКГУ имени М.Козыбаева

Bulletin of M.Kozybayev NKSU

Басылымы II (XXXV)

Выпуск II (XXXV)

Volume II (XXXV)

Жылына 4 рет басылып шығарылады

Выходит 4 раза в год

Published 4 times a year

Редакционная коллегия серии:

Омирбаев С.М. – главный редактор; доктор экономических наук, профессор, ректор СКГУ им. М. Козыбаева

Члены редакционной коллегии:

Демьяненко А.В. - ответственный секретарь серии «Технические науки», кандидат технических наук; СКГУ им. М.Козыбаева

Ивель В.П. – доктор технических наук, профессор; СКГУ им. М.Козыбаева

Кошеков К.Т. – доктор технических наук, доцент; СКГУ им. М.Козыбаева

Савинкин В.В. – кандидат технических наук; СКГУ им. М.Козыбаева

Косых А.В. – доктор технических наук, профессор Омского государственного технического университета (по согласованию);

Попов А.Ю. – доктор технических наук, профессор Омского государственного технического университета (по согласованию);

Машеков С.А. – доктор технических наук, профессор Казахского национального технического университета им. К.И.Сатпаева (по согласованию);

Dr.-Ing. Arnold Sterenharz, Managing Director, ECM space technologies GmbH, Berlin (Германия) (по согласованию);

Кузнецова В.Н. – доктор технических наук, доцент ФГБОУ ВПО «Сибирская государственная автомобильно-дорожная академия (СибАДИ)» (Россия, г. Омск) (по согласованию).

М.Қозыбаев атындағы Солтүстік Қазақстан мемлекеттік университетінің хабаршысы / Вестник Северо-Казахстанского государственного университета им. М.Козыбаева / Bulletin of M.Kozybayev North Kazakhstan State University. Выпуск №3(36). – Петропавловск: СКГУ им. М.Козыбаева, 2017. – 71 с.

ISSN 2309-6977

© Северо-Казахстанский государственный университет
им. М.Козыбаева, 2017, г. Петропавловск

МАЗМҰНЫ / СОДЕРЖАНИЕ

Javorova J.G. On the method of averaged inertia at hydrodynamic lubrication with fluid inertia effects: a review.....	5
Javorova J.G., Mazdrakova A.N., Radulescu A.V., Toteva V.B. Experimental study on the rheology of mineral oils with additives.....	11
Аубакирова Б.Б. Пассивті ғимараттарды жобалаудың құрылымдық принциптері	18
Әбілмәжінова А.С., Томашец А.К. Құрылыс және жол машиналарының қозғалтқыштарының қажалған таратушы біліктерін қалпына келтірудің әдістерін зерттеу.....	22
Боговик А.С., Кухаренко Е.В. Применение методов ситуационного управления к разработке электронного учебника.....	25
Зорин А.Ю., Дарий Е.М., Зыкова Н.В. Тепловизионная диагностика оборудования электроэнергетических систем.....	32
Ильченко М.А. Применение ультразвуковой дефектоскопии при исследовании качества труб, производимых методом прокатки.....	36
Исаков О.О. Современное состояние и перспективы развития вентильно-индукторного электропривода.....	40
Исаков О.О. Применение тепловых насосов в энергетике как один из экологически чистых и эффективных способов энергосбережения.....	45
Савинкин В.В., Дмитриев Ф.С., Иванова О.В., Нетесова Е.А. Проблемы эффективной эксплуатации скважинных глубинных штанговых насосов и перспективные пути решения технологических задач при добыче углеводородов.....	50
Савинкин В.В., Ратушная Т.Ю., Иванова О.В., Зыкова Н.В. Определение приоритетных функциональных задач по контрольно-диагностическим системам и технологическим процессам восстановительных комплексов.....	56
Сейпетденов Н.С., Дарий Е.М., Зыкова Н.В. Об использовании микропроцессорных комплексов релейной защиты в энергосистеме Северо-Казахстанской области.....	61
Сейтахмет М. О. Перспективы использования вычислительных платформ в экономике.....	65
Инструкция для авторов.....	70

CONTENT

Javorova J.G. On the method of averaged inertia at hydrodynamic lubrication with fluid inertia effects: a review.....	5
Javorova J.G., Mazdrakova A.N., Radulescu A.V., Toteva V.B. Experimental study on the rheology of mineral oils with additives.....	11
Aubakirova B.B. Structural principles of passive building design.....	18
Abilmaginova A.S., Tomashets A.K. Study of the methods for restoring the comshaft of engines for construction and road machinery.....	22
Zorin A. Yu., Darii E.M., Zykova N.V. Thermo vision diagnostics of equipment of electric power systems	25
Ilchenko M.A. Application of ultrasonic flaw detection in the study of the quality of pipes produced by rolling	32
Issakov O.O. Current state and trends for the development of a switched reluctance electric drive.....	36
Issakov O.O. The use of heat pumps in the energy sector as one of the environmentally friendly and efficient methods of energy saving	40
Savinkin V.V., Dmintriev F.S., Ivanova O.V., Netessova E.A. Problems of efficient operation of downhole deep rod pumps and approaches in solving technological problems in hydrocarbon production.....	45
Savinkin V.V., Ratushnaja T.Yu., Ivanova O.V., Zykova N.V. Determination of priority functional tasks for control and diagnostic systems and technological processes of rehabilitation complexes.....	50
Seypetdenov N.S., Darii E.M., Zykova N.V. On the use of microprocessor relay protection devices in the power system of the North Kazakhstan region.....	56
Seytahmet M.O. Trends in use of computing platforms in the economy	61
Guide for authors.....	70

Таблица 2 Сравнительная оценка вредных выбросов за отопительный сезон (5448 ч) от различных тепловых источников тепловой мощностью 1,16 МВт

Вид вредного выброса, т/год	Котельная на угле	Электрообогрев	Тепловой насос, с среднегодовым коэффициентом 3,6
SO _x	21,77	38,02	10,56
NO _x	7,62	13,31	3,70
Твердые частицы	5,8	8,89	2,46
Фтористые соединения	0,182	0,313	0,087
Всего	34,65	60,53	16,81

Таким образом, применение систем на базе тепловых насосов – это во многих случаях оправданное решение, ведущее как к сбережению невозобновляемых энергоресурсов, так и к защите окружающей среды, в том числе и за счет сокращения выбросов CO₂ в атмосферу.

Литература:

1. Закиров Д.Г. Энергосбережение. Пермь: Книга, 2000.
2. <http://odnastroyka.ru/princip-raboty-teplovyyh-nasosov-dlya-otopleniya>.
3. <https://refdb.ru/look/1051428-pall.html>.
4. Закиров Д.Г. Утилизация вторичных энергетических ресурсов и использование возобновляемых источников энергии с применением тепловых насосов - основной путь снижения энергоемкости производства// Промышленная энергетика. 2002.
5. https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=454.
6. Калнинь И.М. Тепловые насосы: вчера, сегодня, завтра //Холодильная техника. 2000.

УДК 621.121

ПРОБЛЕМЫ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИННЫХ ГЛУБИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПУТИ РЕШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ПРИ ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

Савинкин В.В.

(д.т.н., кафедра «Транспорт и машиностроение», СКГУ им. М. Козыбаева,
г. Петропавловск, savinkin7@mail.ru)

Дмитриев Ф.С.

(главный инженер, АО «Мунаймаш», г. Петропавловск)

Иванова О.В.

(магистр, кафедра «Транспорт и машиностроение», СКГУ им. М. Козыбаева,
г. Петропавловск, itf.nkzu@mail.ru)

Нетесова Е.А.

(магистрантка, гр. МС-м-17, кафедра «Транспорт и машиностроение»,
СКГУ им. М. Козыбаева, г. Петропавловск, bottsvin@mail.ru)

Андатпа

Бұл мақалада тереңдік сорғыларды орнату үшін күрделі жөндеуді ұлғайту мәселесі қарастырылады. Терең сорғылардың іркілістерін талдау зерттелген ұңғымалардың жабдықтарын

токтатудың негізгі себептерін қалыптастыруға мүмкіндік берді. Жабдықтардың қызмет мерзімін ұзартудың маңызды міндеттерінің бірі насос станцияларында асфальт және шайыр парафинді кен орындарын бақылау болып табылады. Шөгіндінің терең сорғыларының жұмысына әсер ететін шөгінділердің пайда болу түрлерін анықтау, 8 майдың композицияларын, 1 асфальт және смолярлық парафинді тұндыруды және 11 қалыптасқан суларды, сондай-ақ, мұнай деректеріне химиялық реагенттердің әсерін зерттеу жүргізілді. Парафинді тұндырудың екі ингибиторы пайдалануға ұсынылды.

Түйінді сөздер: мұнай-газ өнеркәсібі, сорғылар, шөгінділер, іркілістер, ингибиторлар, парафиндік кендер.

Аннотация

В статье рассматриваются вопросы увеличения межремонтного периода установок штанговых глубинных насосов. Анализ отказов глубинных насосов позволил сформулировать основные причины остановки оборудования исследуемых скважин. Одной из важнейших задач увеличения срока службы оборудования является борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в насосных установках. Для выявления видов образования отложений, влияющих на работу штанговых глубинных насосов, были проведены базовые исследования составов 8 нефтей, 1 асфальтосмолопарафинового отложения и 11 пластовых вод, а также влияние химических реагентов на данные нефти. По результатам исследований предложено к применению два ингибитора парафиноотложений.

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль, насосы, отложения, отказы, ингибиторы, парафиноотложения.

Annotation

The article deals with the issues of increasing the period of overhaul of the installation of deep pumps. Analysis of failures of deep pumps allowed to formulate the main reasons for stopping the equipment of the investigated wells. One of the most important tasks of increasing the service life of the equipment is the control of asphaltic and resin paraffin deposits in pumping plants. To identify the types of sediment formation affecting the operation of rod deep pumps, basic studies of the compositions of 8 oils, 1 asphaltic-resinous paraffin deposits and 11 formation waters, as well as the effect of chemical reagents on oil data, were carried out. Two inhibitors of paraffin deposition were proposed for use.

Keywords: oil and gas industry, pumps, sediments, failures, inhibitors, paraffin deposits.

Нефтегазовая отрасль динамично развивается в направлении более полного извлечения углеводородов из недр земли. Появляются и внедряются технологии, использующие специальное оборудование. Добыча нефти сопровождается рядом технологических и эксплуатационных проблем, которые повышают себестоимость извлекаемого сырья.

Для эффективной эксплуатации глубинных скважинных штанговых насосов необходимо поддержание и улучшение фильтрационных свойств продуктивных пластов, снижение отложений в подземном оборудовании (ПО) скважины, предупреждение образования водонефтяных эмульсий и многое другое [1]. Современные устройства штанговых глубинных насосов (УШГН) предназначены для откачивания пластовой жидкости из нефтяных скважин с дебитом до 100 м³/сут. и глубиной до 3000 м. Пластовая жидкость может содержать до 99% воды. При использовании специальных коррозионностойких и износостойких материалов и дополнительных устройств допускается наличие в жидкости значительного количества свободного газа на приеме, механических примесей, сероводорода и солей [2]. Данные факторы существенно снижают межремонтный период установки.

Допустимые величины выше перечисленных осложняющих добычу факторов устанавливает каждый завод-изготовитель для конкретных вариантов конструкции.

Одной из важных технических задач при увеличении межремонтного периода УШГН является борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Практика добычи нефти на промыслах показывает, что основными участками накопления АСПО являются скважинные насосы, насосно-компрессорные трубы (НКТ), выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности НКТ. В выкидных линиях их образование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры скважинной жидкости.

С ростом скорости движения нефти интенсивность отложений вначале возрастает, что объясняется увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы, флотирующих взвешенные частицы парафина и асфальтосмолистых веществ [3]. Шероховатость стенок и наличие в системе твердых примесей способствуют также выделению из нефти парафина в твердую фазу (Рисунок 1).



Рисунок 1 Засорение солями

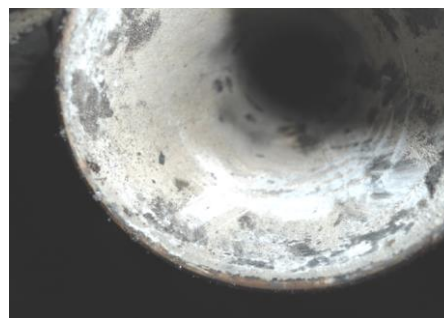


Рисунок 2 Отложения твердых веществ серого цвета (соли)



Рисунок 3 Отложения твердых веществ серого цвета (соли) на плунжере



Рисунок 4 Твердые вещества серого цвета (соли) на внутренней полости цилиндра

Кроме указанных основных факторов на интенсивность парафинизации трубопроводов при транспортировании углеводородной продукции скважин могут оказывать влияние степень обводненности продукции и величина рН пластовых вод. Перечисленные факторы приводят к преждевременному отказу скважин, оснащенных штанговыми глубинными насосами. Причина отказа ПО – обрыв штанг в результате заклина ШГН из-за засорения солями (Рисунок 1).

На рисунке 2 показаны отложения твердых веществ серого цвета (соли) на штангах и НКТ [3]. При проведении ПРС ШГН был расклинен. На плунжере видны отложения твердых веществ серого цвета (соли) (Рисунок 3).

При комиссионном разборе ШГН на клапанах (Рисунок 4) и внутренней полости цилиндра так же выявлены твердые вещества серого цвета (соли).



Рисунок 5 Штанговый глубинный насос



Рисунок 6 Всасывающий клапан

Причина отказа – отворот штанг в результате заклина ШГН из-за засорения солями. На штангах, хвостовике, ШГН (Рисунок 5) и всасывающем клапане (Рисунок 6) обнаружены отложение вещества серого цвета (соли) [3].

Анализ отказов глубинных насосов позволил сформулировать основные причины остановки исследуемых скважин: заклинивание плунжера в цилиндре - 3 единицы; пропуск клапана - 3 единицы; обрыв штанги - 3 единицы; отложения мехпримесей - 2 единицы; отложения парафина - 4 единицы; солеотложения - 1 единица; нет опрессовки - 1 единица.

Причем, влияние этих факторов неоднозначно и может быть различным для разных месторождений. Отложения, образовавшиеся в разных скважинах, отличаются друг от друга по химическому составу в зависимости от группового углеводородного состава разных видов нефти, добываемых на этих скважинах. Но при всём возможном разнообразии составов, для всех отложений установлено, что содержание в них асфальтосмолистой и парафиновой компоненты будут обратными: чем больше в АСПО доля асфальтосмолистых веществ, тем меньше будет содержаться парафинов в нефти. Такая особенность обуславливается характером взаимного влияния парафинов, смол и асфальтенов, находящихся в нефти до момента их выделения в отложения.

Однако, если нефть содержит достаточно большое количество асфальтенов (4-5 % и выше), сказывается их депрессорное действие. Асфальтены могут сами выступать зародышевыми центрами. Парафиновые молекулы участвуют в сокристаллизации с алкильными цепочками асфальтенов, образуя точечную структуру. То есть образование сплошной решётки не происходит. В результате такого процесса парафин перераспределяется между множеством мелких центров и выделение парафинов на поверхности существенно ослабляется. Для выявления факторов, влияющих на работу ШГН, были проведены базовые исследования составов 8 нефтей, 1 АСПО и 11 пластовых вод.

Результаты анализов по содержанию асфальтенов, смол, парафинов и температур плавления парафинов добываемых нефтей и АСПО представлены в Таблице 1.

Таблица 1 Составы нефтей

№ скв.	Содержание в нефти, %			
	Асфальтены	Смолы	Парафины	T _{плавл.парафина} °С
4232*	1,36	10,18	14,49	49,8
4627*	0,42	8,83	8,71	52
5727*	1,31	7,77	19,74	59
9488**	11,01	11,28	13,34	61,5
281*	0,69	12,21	16,63	50,6
544*	0,93	8,65	21,42	53
745*	0,79	12,31	19,89	45
2603*	0,42	6,03	7,89	52,2
5893*	0,54	9,56	9,58	51,3
Примечание: * нефть, ** АСПО				

Все исследуемые нефти относятся к высокопарафинистому типу, содержание парафина от 7,89 до 21,42 % (ГОСТ 912-66). Нефти из скважин № 4232, 4627, 281, 544, 745, 5893 смолистые, содержание смол от 8,65 до 12,31 %. Нефти из скважин № 2603 и 5727 малосмолистые, содержание смол 6,03 и 7,77 %, соответственно.

АСПО скважины № 9488 имеет асфальтеновый тип и содержит механические примеси в количестве 13,65 %. Широкое разнообразие факторов, влияющих на долговечность глубинных штанговых насосов, обуславливает необходимость в разработке оптимального состава ингибиторов снижающих процесс образования асфальтосмолистых парафинистых отложений.

По результатам анализа составов нефтей для исследования влияния химических реагентов на данные нефти были выбраны 6 ингибиторов парафиноотложений: СНПХ-7909, СНПХ-7941, СНПХ-7963, ФЛЭК ИП-106, РТ-1М и РТФ-1. В связи с тем, что нефть исследуемых скважин при нормальных условиях ($t^{\circ}=20^{\circ}\text{C}$) представляет собой кашеобразную массу и отмыв пленки по методике Петролайта не возможен, проводился анализ относительного снижения поверхностного натяжения нефти на границе фаз вода-нефть с различными ингибиторами при 50°C и 60°C на тензиометре. Чем меньше показатель поверхностного натяжения, тем меньше способность нефтяного флюида образовывать крупные цепочки из молекул парафинов, и тем легче осуществляется их вынос на поверхность с потоком жидкости. Результаты представлены в Таблицах 2 и 3.

Таблица 2 Влияние ингибитора на процесс парафиноотложения при $t = 50^{\circ}\text{C}$

№ скв.	Холостая	Марка ингибитора парафиноотложения					
		СНПХ-7909	СНПХ-7941	СНПХ-7963	ФЛЭК ИП-106	РТ-1М	РТФ-1
2603	8,8	1,8	2,9	3,1	2,7	4,8	2,6
4627	11,2	2,9	3,8	4,3	5,4	4,6	2,1

Таблица 3 Влияние ингибитора на процесс парафиноотложения при $t = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$

№ скв.	Холостая	Марка ингибитора парафиноотложения					
		СНПХ-7909	СНПХ-7941	СНПХ-7963	ФЛЭК ИП-106	РТ-1М	РТФ-1
281	6,8	1,1	2,5	2,1	2,4	3,1	0,9
544	3,3	1	1,9	2	1,9	2,3	0,9
745	2,5	1	1,7	1,6	1,5	3,5	0,9
4232	7,5	1,6	2,6	2,4	2,9	7,1	2,6
5893	20,5	7,1	9,8	8,8	28,1	16,5	6,9

Таким образом, по результатам исследований наилучший результат показали:

- на скважине 2603 ингибитор СНПХ-7909 снизил поверхностное натяжение в 4,8 раза;
- на скважине 4627 ингибитор РТФ-1 снизил поверхностное натяжение в 5,3 раза;
- на скважине 281 ингибитор СНПХ-7909 снизил поверхностное натяжение в 6,1 раза, а РТФ-1 – в 7,5 раз;
- на скважине 544 ингибитор СНПХ-7909 снизил поверхностное натяжение в 3,3 раза, а РТФ-1 – в 3,6 раза;
- на скважине 745 ингибитор СНПХ-7909 снизил поверхностное натяжение в 2,5 раза, а РТФ-1 – в 2,8 раза;
- на скважине 4232 ингибитор СНПХ-7909 снизил поверхностное натяжение в 4,7 раз;
- на скважине 5893 ингибитор СНПХ-7909 снизил поверхностное натяжение в 2,9 раза, а РТФ-1 – в 3 раза.

Лучшие результаты по снижению поверхностного натяжения на границе фаз вода-нефть оказались у двух ингибитора: СНПХ-7909 и РТФ-1.

Кроме того, были проведены исследования влияния ингибиторов парафиноотложений на температуру плавления нефти данных скважин. Добавление ингибиторов СНПХ-7909 и РТФ-1 снизило температуру плавления на $1-1,5^{\circ}\text{C}$ у всех нефтей.

Таким образом, предложенные мероприятия позволят повысить производительность глубинных штанговых насосов при прежней себестоимости добываемой нефти.

Литература:

1. Дифференциальный штанговый насос. Патент на полезную модель RU №39366, кл. F 04 В 47/00, 27.07.2004.
2. Заключение АО «МунайМаш» № 159/12 по результатам анализа осадка из скв. 9488, 2017.
3. Протоколы исследований АО «МунайМаш» по подбору ингибиторов солеотложения глубинных скважинных штанговых насосов скв. 9488, 2016.