

**ВЫБОР СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН  
НА ПОСЛЕДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ  
IV ГОРИЗОНТА АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**THE CHOICE OF THE METHOD OF OPERATION OF WELLS  
AT THE LAST STAGE OF DEVELOPMENT ON THE EXAMPLE  
OF THE IV HORIZON ON THE ANASTASIEVSKO-TROITSKOYE FIELD**

**Борзов Максим Игоревич**

студент,  
института Нефти, газа и энергетики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
maksborzov301@gmail.com

**Аннотация.** Целью статьи является выбор способа эксплуатации скважин на поздней стадии разработки на примере IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения. На основании технико-экономических расчётов обоснован газлифтный способ эксплуатации, предусматривающий использование в качестве рабочего агента газа газовой шапки. Предложена компоновка и внутрискважинное оборудование для осуществления внутрискважинного газлифта, позволяющая без дополнительного обустройства системы газораспределения на Анастасиевской площади месторождения использовать энергию газовой шапки. Рассмотрен регламент внутрискважинной газлифтной эксплуатации скважин для данного месторождения. Экономическая оценка проекта демонстрирует его высокую эффективность, несмотря на значительные капитальные вложения.

**Ключевые слова:** способы добычи нефти на месторождении; фонтанная эксплуатация скважин; механизированная эксплуатация скважин; выбор способа механизированной эксплуатации; поздняя стадия разработки; схемы компоновки для внедрения внутрискважинного газлифта; подбор оборудования для внедрения внутрискважинного газлифта.

**Borzov Maksim Igorevich**

Student,  
Institute of Oil, Gas and Energy,  
Kuban state technological university  
maksborzov301@gmail.com

**Annotation.** The purpose of the article is to choose the method of well operation at a late stage of development using the example of the IV horizon of the Anastasievsko-Troitskoye field. On the basis of technical and economic calculations, the gas-lift method of operation is justified, which implies the use of a gas cap as a working agent. A layout and downhole equipment for the implementation of a downhole gas lift is proposed, which makes it possible to use the energy of a gas cap without additional arrangement of the gas distribution system in the Anastasievskaya area of the field. Considered the regulations of the downhole gas-lift wells for this field. The economic evaluation of the project demonstrates its high efficiency, despite significant capital investments.

**Keywords:** methods of oil production at the field; well operation; mechanized operation of wells; choice of the method of mechanized operation; late stage of development; layout schemes for the implementation of the downhole gas lift; selection of equipment for the introduction of the downhole gas lift.

**Технико-эксплуатационная характеристика способов добычи нефти,  
применяемых на Анастасиевско-Троицком месторождении**

***Фонтанная эксплуатация скважин***

При разработке месторождения основным критерием являлось ограничение депрессии с целью сохранения пластовой энергии и предупреждения разрушения призабойной зоны скважины. Регулирование отборов осуществлялось скважинным режимным штуцером, диаметры которых 5 лет назад не превышали 2,2 мм. В настоящее время диаметры режимных штуцеров достигают от 3 до 12 мм.

Конструкция подъёмных труб однорядная и двухрядная, первый ряд спущен до интервала перфорации на глубину в пределах 1497,3–1576 м, а второй (внутренний) ряд – на глубину от 800 до 1200 м.

Подъёмные трубы одномерные 2"–2,5" или ступенчатые тех же диаметров.

В связи с низкими скоростями лифтирования газожидкостной смеси и высокими коллекторными давлениями происходит накопление воды в скважинах и прекращение фонтанирования. С целью возбуждения фонтанирования систематически осуществляются прокачки через затрубное пространство, для чего на глубину 450–800 м повсеместно спущены рабочие муфты.

Альтернативой перевода скважин на механизированную эксплуатацию может быть комплекс мероприятий по продлению фонтанирования скважин, среди которых:

- переоборудование 2 ½" лифтовых труб на малогабаритные 1 ½" трубы;
- использование аэрации столба жидкости в НКТ.

Рассмотрим теоретическую сторону вопроса продления фонтанного периода работы скважин путём перевода их на малогабаритные подъёмники.

В дифференциальном уравнении баланса давления газожидкостного потока фонтанирующей скважины (1) плотность газожидкостной смеси фигурирует во всех трёх членах правой части, отражающих потери давления на преодоление массовых сил, сил трения и потери за счёт ускорения потока:

$$dP = \rho_{см} \cdot g \cdot \ell + h_{тр} \cdot \rho_{см} \cdot g \cdot d\ell + h_{ус} \cdot \rho_{см} \cdot g \cdot d\ell, \quad (1)$$

где  $P$  – давление;  $\rho_{см}$  – плотность смеси;  $g$  – ускорение силы тяжести;  $\ell$  – длина;  $h_{тр}$  – потери на трение;  $h_{ус}$  – потери напора на ускорение.

Из уравнения (1) очевидно, что любое снижение средневзвешенной плотности газожидкостной смеси (ГЖС) обуславливает продление фонтанирования.

Средневзвешенная плотность ГЖС определяется уравнением (2):

$$\rho_{см} = \rho_{ж} \cdot \frac{f_{ж}}{f} + \rho_{г} \cdot \frac{f_{г}}{f}, \quad (2)$$

где  $\rho_{см}$  – плотность газожидкостной смеси;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкой фазы;  $\rho_{г}$  – плотность газовой фазы;  $f$  – площадь сечения подъёмника;  $f_{ж}$  – площадь сечения подъёмника, занятая жидкостью;  $f_{г}$  – площадь сечения подъёмника, занятая газом.

Если:

$$f_{ж} = \frac{q}{c_{ж}}, \text{ а } f_{г} = \frac{v}{c_{г}}, \quad (3)$$

где  $q$  – объёмный расход жидкости через  $f_{ж}$ ;  $v$  – объёмный расход газа через  $f_{г}$ ;  $c_{ж}$  – скорость жидкости;  $c_{г}$  – скорость газа, то:

$$f = f_{ж} + f_{г} = \frac{q}{c_{ж}} + \frac{v}{c_{г}} = \frac{v \cdot c_{ж} + q \cdot c_{г}}{c_{ж} c_{г}}. \quad (4)$$

Подставляя выражения (3) и (4) в уравнение (2), имеем:

$$\rho_{см} = \rho_{ж} \cdot \frac{q}{v \cdot \frac{c_{ж}}{c_{г}} + q} + \rho_{г} \cdot \frac{v}{q \cdot \frac{c_{г}}{c_{ж}} + v}. \quad (5)$$

Обозначив:

$$\frac{c_{г}}{c_{ж}} = b; \quad (6)$$

$$\frac{v}{q} = r \quad (7)$$

и вводя обозначения (6) и (7) в уравнение (5), имеем:

$$\rho_{см} = \rho_{ж} \cdot \frac{b}{r + b} + \rho_{г} \cdot \frac{r}{r + b}. \quad (8)$$

Обозначив  $c_{г} - c_{ж} = a$ , из (6) имеем:

$$b = 1 + \frac{a}{c_{ж}}. \quad (9)$$

Анализ уравнения (9) свидетельствует, что при  $a = \text{const}$   $b$  уменьшается с увеличением  $c_{ж}$ , т.е. с уменьшением диаметра подъёмных труб.

Из уравнений (3) и (8) следует, что с уменьшением диаметра подъёмных труб плотность газожидкостной системы в нём уменьшается, т.е. согласно (1) улучшаются условия фонтанирования.

Таким образом, в условиях намечающегося прекращения фонтанирования скважин, оснащённых обычными подъёмниками, целесообразна их замена малогабаритными подъёмниками, что продлит период фонтанирования скважин.

### ***Механизированная эксплуатация скважин***

Практически единственным механизированным способом добычи нефти из IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения более 30 лет является бескомпрессорная газлифтная эксплуатация на Троицкой площади. В качестве источника рабочего агента используется газ газовой шапки по схеме естественный источник рабочего агента → система газоснабжения → система газораспределения → газлифтные скважины → система сбора продукции скважин → утилизация отработанного рабочего агента.

Численное изменение газлифтного фонда происходит непрерывно в связи с прекращением фонтанирования. Фактором, сдерживающим развитие бескомпрессорного газлифта, является проблема утилизации возрастающих объёмов отработанного газа. Отсутствие замерных устройств и средств регулирования подачи рабочего агента не позволяют оптимизировать распределение газа в газлифтные скважины и сократить его расход. При решении вопроса утилизации газа низкого давления возможно распространение способа на прекративших фонтанировать скважинах.

На Анастасиевской площади месторождения опробовался насосный способ эксплуатации скважин с использованием штанговых скважинных и электродиафрагменных насосов.

Опыт их эксплуатации свидетельствует, что широкого распространения оба вида насосов не получили по ряду причин.

Штанговые насосные установки применялись на приконтурных скважинах. Установленная производительность их превышала приток жидкости из пласта, в результате чего депрессия увеличивалась выше допустимой величины и скважины быстро обводнялись. Кроме того, происходили частые поломки насосов из-за содержания в продукции песка и газа. Защитные приспособления в этих скважинах отсутствовали. Опыт эксплуатации насосным оборудованием в условиях данного месторождения накоплен не был.

Установки электродиафрагменных насосов производительностью 5 м<sup>3</sup>/сут. эксплуатируются в настоящее время в трёх скважинах Анастасиевской площади. Опыт эксплуатации этих насосов показал ряд преимуществ по сравнению с УСШН, который выразился в увеличении межремонтного периода работы, возрастании дебита нефти, снижении эксплуатационных расходов по сравнению со штанговыми насосными установками.

## **Эксплуатация скважин бескомпрессорным газлифтом**

### ***Троицкая площадь***

На 01.01.2017 г. фонд фонтанных скважин на месторождении 37. Это потенциально возможный фонд для перевода на механизированную добычу. Троицкая площадь подготовлена для перевода прекративших фонтанирование скважин на газлифтную эксплуатацию.

Система распределения газа высокого давления включает магистральный и кольцевой газопроводы высокого давления. Источником рабочего агента является газ из газовых групповых установок ГГУ-1, ГГУ-3 и ГГУ-27, подготовленный в установках осушки УОГ и «Газелан». Питающими трубопроводами рабочий агент распределяется по газораспределительным батареям ГРБ (будкам). На 01.01.2017 г. на площади имеется 42 газораспределительные батареи. От ГРБ рабочий агент поступает к газлифтным скважинам, в основном, по индивидуальным газопроводам. Но иногда имеет место совместная подача рабочего агента к двум или к трём скважинам.

Недостатком существующей газораспределительной системы является нанизанность газораспределительных батарей одна к другой, что не позволяет регулиро-

вать и оптимизировать расход газа. Это приводит к нерациональному расходованию рабочего агента, что приводит к перегруженности газопроводов системы газосбора и необходимости утилизировать большие объёмы газа после газлифта. На ГРБ замеряются только общие расходы рабочего агента и рабочие давления газлифтных скважин.

Распределение рабочего агента по скважинам на ГРБ осуществляется регулировочными вентилями игольчатого типа. При этом замер такого важного параметра как расход рабочего агента по конкретным скважинам производится периодически.

Отсутствие индивидуальных для каждой скважины средств регулирования, замера, неточность расчёта газлифтных процессов при меняющихся условиях эксплуатации приводит к эксплуатации большого числа газлифтных скважин в неоптимальном режиме. В результате этого перерасходуется энергоёмкий рабочий агент, снижается добыча нефти. В связи с этим обостряются вопросы прорывов воды и газа, вынос песка.

Несмотря на многие материальные и организационные трудности, в результате работы с фондом скважин и проведением таких мероприятий, как регулярные прокачки скважин, обустройство забоев, проведение КПЗП, изоляционные работы цементным раствором, регулирование отборов, на месторождении поддерживается высокий межремонтный период работы газлифтных скважин.

Изменение межремонтного периода работы газлифтных скважин по годам:

Годы						
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 (за 9 месяцев)
сут.						
816	699	1117	1178	1024	886	1005

### ***Анастасиевская площадь***

Бecomпрессорный газлифтный способ на Анастасиевской площади начал опробоваться с 06.09.2014 г. и на 01.11.2014 г. имеется 14 газлифтных скважин, подача рабочего агента к которым осуществляется с использованием газа газовой шапки, который подаётся через ГРБ 18/1 и ГРБ 18/3, подключённые к ГРБ-8 Троицкой площади. Дебиты жидкости в этих скважинах находятся в пределах 2–9 м<sup>3</sup>/сут., дебиты нефти – 0,6–2,1 тонн/сут. при обводнённости от 4 до 90 %. Кратковременный опыт использования газлифтного способа на площади пока не позволяет судить о продолжительности межремонтного периода работы скважин.

Технологическая схема газлифта, объединяющего все скважины Анастасиевской площади, предполагает следующее:

1. Рабочий агент (газ газовой шапки) с газовой групповой установки после предварительной подготовки при давлении 6,0 МПа подаётся в магистральный газопровод, проходящий через всю площадь и закольцованный в районе ГРБ 19/3.

2. От магистрального кольцевого газопровода к ГРБ, равномерно распределённым по площади, газ подаётся в объёме, обеспечивающим подъём жидкости из газлифтных скважин, подключённых к ГРБ. Для регулирования расходов газа газораспределительные батареи должны укомплектовываться регулируемыми устройствами, расходомерами, запорной арматурой, а также греющими элементами для предотвращения образования гидратов.

3. Расход рабочего агента и рабочее давление определяются индивидуально для каждой скважины в зависимости от её дебита, обводнённости, буферного давления, допустимой депрессии и диаметра подъёмных труб. Критерием оптимальности рабочих параметров в условиях Анастасиевской площади является удельный расход рабочего агента.

4. подача рабочего агента осуществляется в межтрубное пространство скважины под давлением, обеспечивающем лифтирование газожидкостной смеси в подъёмных трубах.

5. Пластовая газированная жидкость вместе с отработанным рабочим агентом подаётся из скважин по индивидуальным выкидным трубопроводам на гребёнки груп-

повых установок Анастасиевской площади, где разгазируется в булитах (сепараторах первой ступени) при давлении 0,14–0,28 МПа и замеряется на трапе, после чего дожимается насосом до требуемого давления и подаётся на Троицкий сборный пункт. Газ собирается в единый газосборный коллектор, по которому подаётся на Ханьковскую компрессорную станцию, где компримируется и подаётся потребителям и на собственные нужды.

Система газосбора включает:

- выкидные линии от скважин к групповым установкам;
- групповые установки, где осуществляется замер и сепарация 1 ступени (ГУ): №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18 и 19;
- газопроводы от групповых установок до газосборного коллектора Ханьковской компрессорной станции;
- газосборный коллектор на Ханьковскую компрессорную станцию;
- Ханьковскую компрессорную станцию.

Расчёты свидетельствуют, что существующая система газосбора по пропускной способности удовлетворит работу всех групповых установок при газлифтной эксплуатации.

В то же время построенная более 50 лет назад система трубопроводов имеет значительный износ и отдельные её участки требуют обновления.

Практика эксплуатации газлифтного комплекса Троицкой площади подтверждает, что основным осложняющим фактором совместной работы системы «пласт – газлифтная скважина» при малых допустимых депрессиях и низких дебитах является проблема регулирования расходов рабочего агента по скважинам. Фактические расходы рабочего агента намного превышают расчётные из-за отсутствия регулирующих и замерных устройств.

Регулирование на ГРБ невысоких расходов рабочего агента по газлифтным скважинам без специальных средств будет затруднено, что повлечёт нарушение оптимальных режимов лифтирования. В свою очередь, несоблюдение режимов лифтирования чревато разбалансировкой совместной работы системы «пласт – скважина – система сбора».

### Газоконтактный газлифт

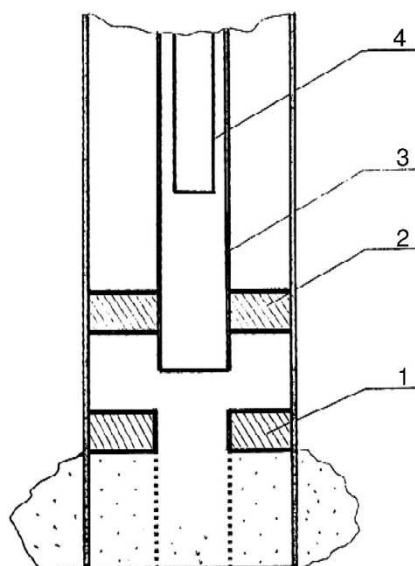
Газоконтактный газлифтный способ эксплуатации был опробован на скважинах IV горизонта 15–20 лет назад.

В его основу положен принцип совместного поступления нефти в скважину из нефтяного горизонта и газа из газовой шапки этой же залежи при перфорации их на газонефтяном контакте.

Способ возобновлён в 2016 году на четырёх скважинах №№ 1557, 1652, 1712 и 1042. Намечены к переводу скважины №№ 555, 565, 1710, 1638, 1715, 630, 458, 551, 1058, 1041, 1042 и 646. Сепарация продукции из этих скважин производится через газовую групповую установку (ГГУ-1) при давлении 6,0 МПа, транспорт к которой от скважин осуществляется по существующим 4" коллекторам, а с ГГУ-1 на групповую установку № 23 с давлением 2,5 атм., и затем в сборный промысловый коллектор. Продукция других скважин, а именно №№ 1439, 1825, 1092, 1793, 1089, 1143, 598, 853, 639 и 854 будет подаваться на ГГУ-3, а затем на ГУ № 11. Поэтому предполагается, что в дальнейшем на газоконтактный газлифт в целях экономии на строительство трубопроводов будут ориентированы скважины, сосредоточенные вблизи ГГУ.

Схема компоновки внутрискважинного оборудования приведена на рисунке 1.

Как показал опыт, подобные устройства малоэффективны из-за нерегулируемо больших объёмов газа, поступающих непосредственно из газовой шапки к башмаку колонны подъёмных труб, в результате чего скважины из-за прорывов газа приходилось останавливать на длительное время. В настоящее время скважины, переведённые на газоконтактный газлифт, работают с дебитами жидкости от 0,9 до 37,7 м<sup>3</sup>/сут., дебитами нефти от 0,7 до 8,3 тонн/сут. Скважины №№ 1652 и 1712 имеют повышенное газосодержание, а продукция – эмульсия.



**Рисунок 1** – Схема компоновки внутрискважинного оборудования газоконтактного газлифта:  
 1 – противопесочный фильтр ППФ с пакером ПВФМ;  
 2 – пакер-отсекатель ПМЭ-1; 3 – насосно-компрессорные трубы 2 ½";  
 4 – насосно-компрессорные трубы 1 ½"

Для дальнейшего коммерческого использования отработанного газа высокого давления и подачи его в газопровод ПАО «Газпром» необходимо обустроить скважины сепарационными и замерными установками на высокое давление и подводящим газопроводами к магистральному газопроводу ПАО «Газпром».

### Плунжерный газлифт

Малодобитные нефтяные скважины, доля которых постоянно возрастает, могут эффективно эксплуатироваться в режиме периодического газлифта. Газ, подаваемый в затрубное пространство, выталкивает на поверхность столб жидкости, накопленный за время остановки. Этот процесс наиболее рационально осуществляется с помощью плунжерного лифта.

Его основная отличительная особенность заключается в наличии плунжера, помещённого внутри НКТ, для разделения жидкости от газа, совершающего работу по подъёму жидкости. Это способствует значительному снижению прорыва газа и уменьшает потери нефти за счёт стекания её по внутренней поверхности лифтовых труб.

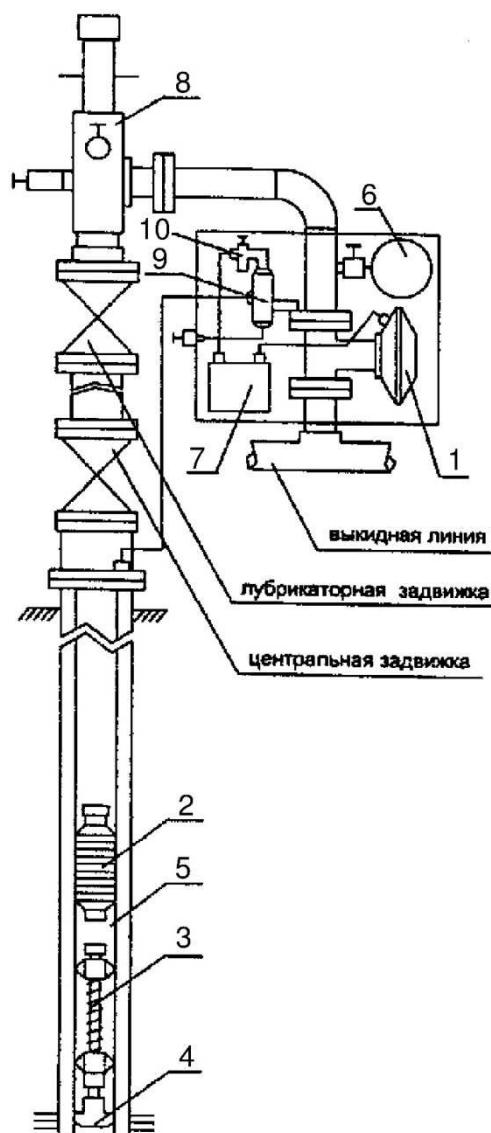
На рисунке 2 изображён общий вид установки плунжерного газлифта.

Установка плунжерного лифта состоит из поверхностного и скважинного оборудования. В лифтовых трубах в непосредственной близости над рабочим газлифтным клапаном устанавливается якорь 2 с нижним амортизатором 3. Плунжер 4 совершает возвратно-поступательные перемещения внутри лифтовых труб между этим амортизатором и лубрикатом 5. На рабочей линии устьевого обвязки скважины монтируется клапан-отсекатель с мембранным исполнительным механизмом 7, управление которым осуществляется электронным контроллером 8. Устройства 7 и 8 помещены в утеплённый подогреваемый ящик 6.

Цикл работы плунжерного лифта начинается с закрытия на устье клапана-отсекателя, после чего плунжер под собственным весом начинает двигаться от лубрикатора 5 к нижнему амортизатору 3. С этого момента идёт накопление жидкости. Вследствие перепада давления между затрубным пространством и лифтовыми трубами в них направляется основной приток пластового флюида. Плунжер в своём движении вниз и после посадки на амортизатор не препятствует этому процессу, так как между его наружной поверхностью и внутренней стенкой НКТ имеется кольцевой зазор площадью 3–5 см<sup>2</sup>.

После выдержки времени, достаточной для накопления определённого объёма жидкости и давления газа в затрубном пространстве, по сигналу контроллера 8 откры-

вается клапан-отсекатель 7. Начинается период работы скважины. В лифтовых трубах давление быстро снижается до давления в коллекторе. Образовавшийся перепад давления между трубным и затрубным пространством является причиной начала движения вверх плунжера с накопленной жидкостью над ним. Плунжер при движении предотвращает прорыв газа, образуя турбулентное гидравлическое уплотнение. После подъёма плунжера на поверхность заканчивается выход жидкости, клапан-отсекатель по команде контроллера закрывается, плунжер начинает опускаться вниз в новом цикле работы.



**Рисунок 2** – Общий вид установки периодического газлифта:

- 1 – клапан-отсекатель; 2 – плунжер; 3 – нижний амортизатор; 4 – забойный якорь;  
 5 – насосно-компрессорные трубы; 6 – электроконтактный манометр; 7 – контроллер;  
 8 – лубрикатор с устьевым амортизатором; 9 – клапан-отсекатель; 10 – МИМ

Опыт применения плунжерного лифта в нефтедобывающих районах Западной Сибири свидетельствует о том, что не следует ожидать значительного прироста объёмов нефти при переходе на этот способ добычи. Дебит остаётся на уровне предшествующей фонтанной или газлифтной эксплуатации, хотя бывают отклонения как в большую, так и в меньшую сторону. Эффект заключается в более рациональном использовании газа, необходимого при прочих равных условиях для подъёма одного и того же количества жидкости, сокращений числа тепловых обработок (при наличии АСПО) и затрат времени и средств, связанных с ними. По своей сути работа плунжерного лифта – это энергосберегающая экологически безопасная технология добычи нефти из скважин до полного истощения продуктивных пластов.

Техническая характеристика установки плунжерного газлифта НТ-201 приведена в таблице 1.

**Таблица 1** – Техническая характеристика установки плунжерного газлифта НТ-201

Диапазон рабочего давления наземного оборудования, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	до 16 (160)
Диапазон рабочих температур, °С	от –60 до + 50
Диапазон рабочих температур внутри электрообогреваемого шкафа с системой управления, °С	от +10 до +50
Типы обслуживаемых скважин	вертикальные, наклонные, искривлённые с содержанием парафина, песка
Глубина подъёма жидкости, м, не более	4000
Число циклов подъёма жидкости в сутки	до 48
Диаметр насосно-компрессорной трубы скважины по ГОСТ 633-80, мм:	
наружный	73
внутренний	62
Питание греющего кабеля, В	220
Масса, кг, не более	300
Назначенный срок службы, лет	5
Назначенный ресурс, час (циклов)	40000 (80000)
Наработка до отказа, час (циклов)	10000 (20000)
Предприятие-изготовитель	ГУП «Ижевский механический завод»

Дополнительно установка комплектуется ловильным инструментом, предназначенным для монтажа и демонтажа подземной части изделия.

### **Глубинно-насосная эксплуатация скважин**

Эксплуатация скважин глубинными штанговыми насосами осуществлялась на 18 скважинах Анастасиевской площади №№ 18, 112, 114, 128, 189, 198, 217, 219, 221, 222, 224, 226, 228, 229, 246, 254, 256 и 512. В настоящее время не осуществляется.

Перевод на работу штанговыми насосами осуществлялся на скважинах с осложнёнными условиями эксплуатации, прекратившими фонтанирование вследствие малодебитности и обводнения. Устойчивой работы скважин в насосный период получить не удалось. Несмотря на то, что в делах скважин имелись динамограммы, прочитывать их не представлялось возможным. Динамограммы представляют собой серии горизонтальных линий без указания нулевой линии и масштаба усилий. Тем не менее, в отдельных случаях можно констатировать влияние затрубного газа, что в сопоставлении с величинами затрубных давлений позволяют предположить, что эксплуатация насосных скважин велась с закрытыми затрубными пространствами. В результате этого помимо газа, растворённого в нефти, на работу насоса оказывал вредное влияние затрубный газ. Вплоть до срыва подачи.

Защитные приспособления типа газовых поднасосных сепараторов на скважинах не применялись.

Однотипность динамограмм, представляющих собой горизонтальные линии, констатирует фонтанирование через насос.

В основном были использованы насосы вставного типа с замковой опорой, спущенной на глубину 400–500 м. Ниже до интервала перфорации спускались 2" трубы. Параметры откачки выбирались следующие: число качаний 4–5 в минуту, длина хода 0,9–1,2 м, диаметр насоса 44–57 мм. При таких параметрах эксплуатации теоретическая производительность составляла от 8 до 22 м<sup>3</sup>/сут. Однако при эксплуатации насосом добыча жидкости такого уровня не достигала, т.е. насос работал с явным незаполнением.

Значительная часть глубинно-насосных скважин эксплуатировалась периодически ввиду малодебитности или с целью выравнивания конусообразования.

Эксплуатация штанговыми насосами продолжалась от 2 до 16 лет. В среднем она составляла 9 лет до достижения обводнённости 95–100 %. После этого следовал



перенос интервала перфорации. При возобновлении фонтанирования после переноса интервала перфорации скважина переводилась на фонтан.

В глубинно-насосный период эксплуатации средний межремонтный период работы скважин составлял 290 сут.

С 1996 года скважины IV горизонта глубинно-насосным способом не эксплуатируются. В результате переноса фильтров большинство скважин возобновило фонтанирование. Часть скважин переведена в наблюдательный фонд.

Основными осложнениями при эксплуатации был вынос песка, породы, образование висячих и забойных пробок, газопроявления. Основными мерами борьбы являлись систематические прокачки нефтью, газOLIном, крепление призабойной зоны различными реагентами типа «Контарен», крепитель «М», карбамидная смола.

### **Эксплуатация скважин установками электродиафрагменных насосов**

Эксплуатация скважин установками электродиафрагменных насосов осуществляется более 5 лет. Скважины оборудовались УЭДН после прекращения фонтанирования. Эксплуатация насосами продолжается до полного обводнения. При переносе интервала перфорации и возобновлении фонтанирования скважины насосную установку демонтируют и перевозят на другую скважину.

В настоящее время дебит нефти скважин 0,5–1,0 тонн/сут., дебит жидкости – 4,0–4,5 м<sup>3</sup>/сут., обводнённость высокая до 89 %.

В связи с тем, что производительность насоса превышает приток нефти из пласта, происходит снижение динамического уровня до приёма насоса. При небольшой нефтенасыщенной мощности пласта интенсифицируется приток воды и, как следствие, капитальный ремонт по установке цементного моста и перенос интервала перфорации. В этих случаях скважины переводят на периодическую эксплуатацию.

Из анализа ремонтов скважин, оборудованных УЭДН, определён межремонтный период, который в среднем за весь период эксплуатации составил 370 сут.

### **Эксплуатация скважин винтовыми насосами**

На месторождении установки штанговых винтовых насосов (УШВН) с приводом от электродвигателя, установленного у устья скважины, опробованы не были. Опыт эксплуатации УШВН на ближайшем Западно-Анастасиевском месторождении показал их работоспособность. Проблемным узлом является ненадёжная герметизация устьевого оборудования при высоком (15,0 МПа) давлении.

Погружные винтовые насосы УШВН служат для добычи нефти преимущественно повышенной вязкости с содержанием механических примесей до 0,8 г/л и свободного газа до 50 %. Наиболее эффективно применение этих установок на месторождениях с низким коэффициентом продуктивности пласта, где использование другого оборудования невозможно или нецелесообразно.

По сравнению с СШНУ установки штанговых винтовых насосов (УШВН) имеют следующие технико-экономические преимущества:

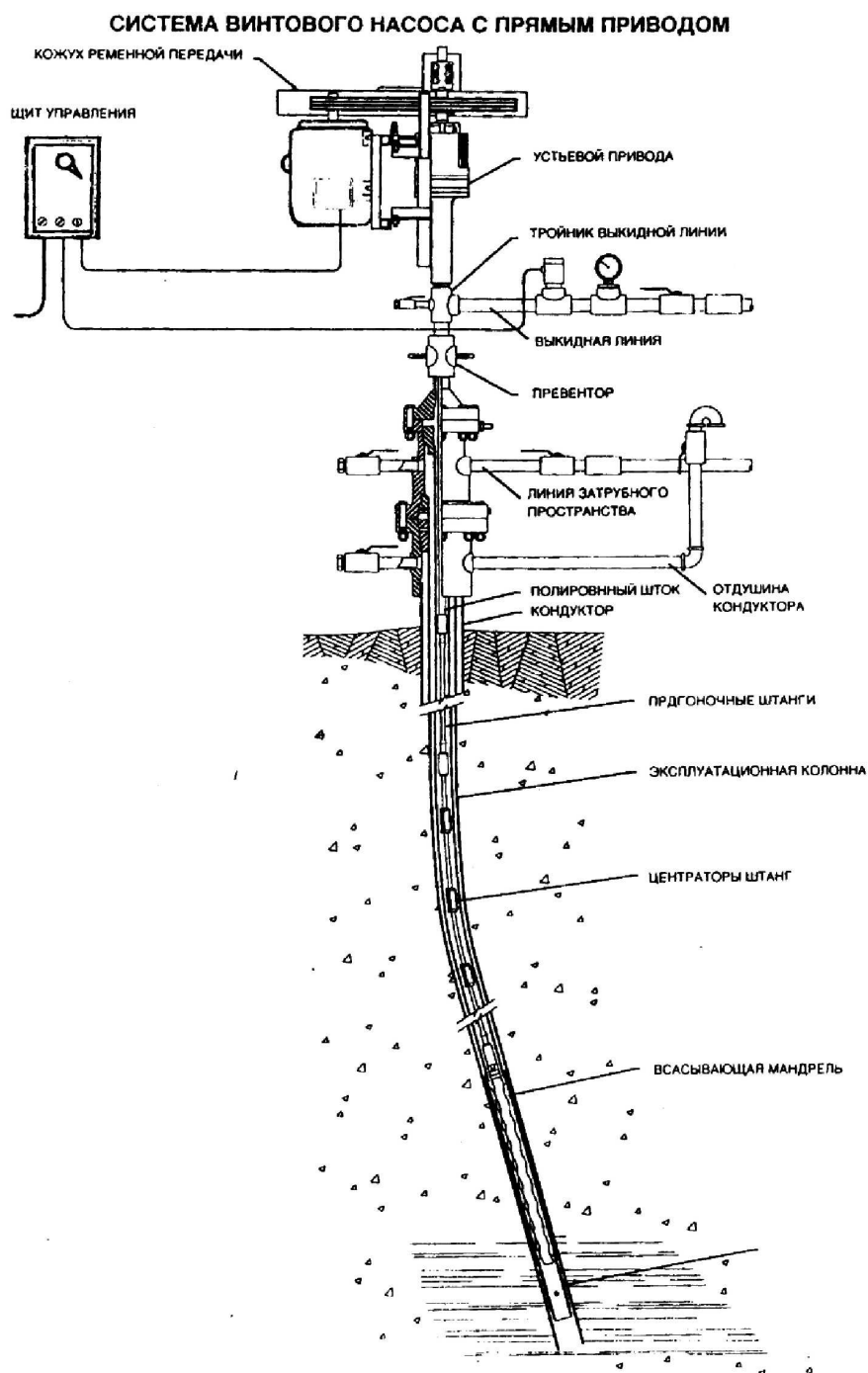
- простота конструкции и малая масса привода;
- отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки;
- простота транспортировки, монтажа и обслуживания;
- возможность откачки жидкостей высокой вязкости и повышенного газосодержания;
- уравновешенность привода;
- постоянство нагрузок, действующих на штанги;
- равномерность потока жидкости;
- снижение энергозатрат и мощности приводного двигателя;
- минимальное эмульгирующее воздействие на откачиваемую жидкость;
- отсутствие клапанов в скважинном насосе.

По сравнению с УЭВН преимущества заключаются:

- в простоте конструкции насоса (отсутствуют шарнирные соединения, пусковые муфты, радиальные и осевые подшипники);

- в наземном расположении приводного электродвигателя, что приводит к снижению его стоимости и к отсутствию дорогостоящих гидрозакщиты и длинного бронированного кабеля.

На рисунке 3 представлена схема установки штангового винтового насоса.



**Рисунок 3** – Схема компоновки установки штангового винтового насоса

Скважинное оборудование УШВН состоит из колонны НКТ, в нижней части которой устанавливается статор насоса, и вращающейся в центраторах колонны штанг, нижний конец которой соединён с ротором насоса.

Компоновка низа колонны НКТ в зависимости от условий эксплуатации скважины может включать следующие элементы:

- фильтр;
- газовый и песочный сепараторы;
- динамический якорь (анкер);
- центратор или фонарь статора;

- обратный и циркуляционный клапаны;
- упорный палец насоса.

В УШВН наибольшее распространение получили НКТ и насосные штанги диаметром соответственно 73 и 22 мм. В установках используются стандартные полированные штоки диаметром 31 и 36 мм.

Наземное оборудование УШВН устанавливается на трубной головке скважины и предназначено для преобразования энергии приводного двигателя в механическую энергию вращающейся колонны штанг.

Наземное оборудование состоит из:

- тройника для отвода пластовой жидкости;
- приводной головки;
- рамы для крепления приводного двигателя;
- трансмиссии;
- приводного двигателя с устройством управления;
- устройства для зажима (подвески) полированного штока.

Скважинный винтовой насос является основным элементом установки. От правильного выбора геометрических параметров рабочих органов насоса и материалов пары в значительной степени зависят эффективность использования и надёжность УШВН.

В таблице 2 приведены технические характеристики винтовых штанговых насосов различных фирм-производителей.

**Таблица 2** – Технические характеристики винтовых штанговых насосов зарубежных компаний

Фирма-изготовитель	Наружный диаметр, мм	Длина статора, мм	Диапазон подачи, м <sup>3</sup> /сут.	Максимальное давление, МПа
Baker Hughes (США)	60–127	1100–15600	4–1000	20
BPMF (Китай)	89–116	1700–9000	5–40	15
Griffin (Канада)	89–114	1500–9500	4–100	18
Kudu (Канада)	60–127	–	3–200	26
R&M (США)	60–89	1120–12200	1–500	12
Netzsch (Германия)	60–102	1200–12000	20–700	23
PCM (Франция)	60–102	1300–5500	15–900	30
Schoeller-Bleckmann (Австрия)	73–114	1120–5000	0,5–420	30
Weatherford (США)	60–102	800–10300	4–400	28

Простота конструкции винтового насоса предусматривает добычу вместе со скважинными жидкостями и твёрдых веществ. При вращении ротора внутри статора, частицы песка (твёрдых веществ) спрессовываются между ротором и статором и продавливаются через насос с каждым последующим объёмом жидкости.

Плотная посадка ротора/статора или высокая скорость работы насоса сокращают срок службы ввиду повышенного износа.

Скопление песка в затрубном пространстве происходит в силу того, что газ имеет тенденцию поднимать песок. Эти скопления (пробки) в жидкости затрубного пространства выпадают из взвеси к всасывающей трубе и нередко забивают винтовой насос. Повторный цикл нагнетания части добытой жидкости в нижнюю часть затрубного пространства, осуществляемый периодически или непрерывно, понижает количество таких скоплений.

Выпускаемые винтовые насосы имеют разные рабочие объёмы, поэтому указанные в паспортных данных теоретические подачи насоса относятся к постоянной частоте вращения ротора насоса, равной 100 об./мин. Поэтому для заданного дебита скважины могут быть приняты разные насосы с разными частотами вращения ротора. Обычно выбирается частота вращения в интервале от 150 до 350 об./мин. Меньшая частота приводит к большим потерям напора насоса, большая – к повышению потерь трения как в винтовой паре, так и в колонне штанг.

По выбранному типоразмеру насоса определяется момент вращения ротора насоса и момент трения колонны штанг, сумма которых определяет необходимый момент на полированном штоке и приводной головке. По моменту и частоте вращения полированного штока проводится выбор приводной головки и приводного двигателя.

По максимальному крутящему моменту на полированном штоке проводится расчёт колонны штанг. Так как чаще всего в УШВН применяются штанги диаметром 22 мм, то по величине крутящего момента подбирается марка стали, обеспечивающая необходимый запас прочности по эквивалентным напряжениям.

Выбор приводного электродвигателя осуществляется по мощности и частоте вращения на полированном штоке, а также с учётом передаточного отношения выбранного типоразмера приводной головки.

#### **Выбор способа механизированной эксплуатации на поздней стадии разработки IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения**

Вопрос выбора способа механизированной эксплуатации скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения на завершающей стадии разработки поставлен в связи с прекращением фонтанирования скважин и необходимостью разработки остаточного нефтяного слоя совместно с разработкой газовой шапки.

##### ***Расчётная оценка различных способов добычи нефти***

Рациональное обустройство месторождения подразумевает такой способ добычи, при котором затраты на эксплуатацию скважин и работу нефтегазодобывающего комплекса в целом были бы на возможно низком уровне. На практике всегда имеется выбор из нескольких способов, которые могут использоваться для скважины. В то же время скважинные условия, особенность системы нефтегазосбора, материально-технические возможности могут исключить использование некоторых способов механизированной добычи.

В основу оценки при выборе механизированного способа добычи на скважинах IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения положены следующие принципы:

- геолого-технические возможности использования того или иного способа эксплуатации;
- опыт применения способа в условиях данного месторождения;
- материально-техническое обеспечение для осуществления процесса эксплуатации;
- экономическая оценка.

При этом учитывались:

1. Геолого-промысловая специфика месторождения:
  - тенденция падения пластового давления в последние годы;
  - соотношение величин давления насыщения и пластового давления;
  - низкая дебитность скважин;
  - близость газонефтяного контакта к водонефтяному;
  - прогрессирующая обводнённость;
  - интенсивное пескопроявление;
  - умеренное газосодержание;
  - возможность прорывов газа из газовой шапки.
2. Техничко-технологические критерии применения механизированных способов эксплуатации:
  - диапазон производительности;
  - глубина спуска оборудования;
  - допустимое содержание механических примесей в продукции скважин;
  - допустимое газосодержание продукции;
  - энергоёмкость оборудования.
3. Опыт применения на месторождении механизированных способов эксплуатации:
  - газлифтного;
  - штанговых глубинно-насосных установок;
  - установок электродиафрагменных насосов.
4. Экономические показатели:
  - чистый дисконтированный доход;
  - индекс доходности;
  - срок окупаемости.

Месторождение характеризуется небольшой толщиной текущего нефтяного слоя.

На протяжении всей эксплуатации горизонта поддерживалась тенденция отбора жидкости из скважин с сохранением депрессии в пределах 0,05–0,2 МПа. В последние годы это условие не соблюдается, в связи с чем при увеличении депрессии произошло снижение забойного давления ниже давления насыщения ( $P_{нас} = 14,8$  МПа;  $P_{пл} = 14,0$  МПа), и, как следствие, разгазирование нефти в условиях призабойной зоны. При этом интенсифицируется вынос песка из призабойной зоны пласта, воды и фонтанирование скважин прекращается.

Для лифтирования продукции применяются подъёмники различной конструкции, состоящие из 2,5", 2" и 1,5" насосно-компрессорных труб. Регулирование отборов осуществляется режимными штуцерами, диаметры которых от 1,3 до 12 мм.

С целью рационального использования энергии растворённого газа при забойных давлениях фонтанирующих скважин близких к давлению насыщения подъёмные трубы изначально спущены до интервала перфорации.

В течение всего периода разработки стратегическая задача продления фонтанирования скважин обеспечивалась переносом интервалов перфорации. В настоящее время интервал перфорации основного эксплуатационного объекта – IV горизонта не превышает 1,5 м и близок к нефтенасыщенной мощности.

Основными геолого-техническими мероприятиями являются переносы интервалов перфорации, прокачки скважин и спуск противопесочных фильтров.

Значительная часть скважин эксплуатируется периодически с целью предотвращения прорывов газа из газовой шапки и выравнивания конусов воды. Ситуация на 01.01.2017 г. следующая:

	Из-за прорыва газа	Из-за конусообразования воды
ВПГЧ	14 скважин	8 скважин
ОПЧ	68 скважин	102 скважины
весь IV горизонт	82 скважины	110 скважин

Выполненные расчёты свидетельствуют, что в геолого-промысловых условиях Анастасиевско-Троицкого месторождения совместная работа системы «пласт – фонтанная скважина» при буферных давлениях 1,0–1,2 МПа возможна при обводнённости до 50–60 %. Поэтому проблема перевода скважин на механизированную добычу актуальна.

По состоянию на 01.01.2017 г. в фонтанной эксплуатации находится 572 действующих добывающих скважин, большинство которых 312 скважин сосредоточено на Анастасиевской площади. Скважины Троицкой площади практически подготовлены к газлифтной эксплуатации. Для этого созданы ГРБ, подведены коллекторы к скважинам, в скважины спущен второй ряд НКТ или рабочие муфты.

На Анастасиевской площади необходим выбор способа дальнейшей эксплуатации.

До недавнего времени рациональная эксплуатация позволяла в целом удерживать обводнённость на уровне, обеспечивающем фонтанирование скважин. Единичные скважины, продукция которых достигала критической обводнённости, целесообразно было переводить на механизированную эксплуатацию насосными установками при небольших капитальных затратах.

При оценке эффективности применения механизированных способов на Анастасиевской площади использован опыт газлифтной эксплуатации на соседней Троицкой площади, а также возможности насосной эксплуатации скважин.

С учётом технических характеристик оборудования для механизированных способов добычи нефти (УЭЦН, УСШН, УЭДН, УЭВН, УГН, УСН, газлифт) и геолого-промысловых особенностей Анастасиевской площади в качестве потенциально возможных способов добычи нефти при прекращении фонтанирования скважин могут быть рекомендованы:

- газлифт:
  - бескомпрессорный с подачей в качестве рабочего агента газа из газовой шапки;
  - внутрискважинный с совместным отбором газа из газовой шапки и нефти;
  - плунжерный (периодический);

- эксплуатация установками электродиафрагменных насосов (УЭДН);
- глубинно-насосная штанговая эксплуатация (УСШН);
- эксплуатация установками штанговых винтовых насосов (УШВН).

#### **Технико-технологическое обеспечение бескомпрессорного газлифта**

Технологическая схема бескомпрессорного газлифта Анастасиевской площади заключается в следующем.

Рабочий агент – газ высокого давления отбирается из газовой шапки на газовых групповых установках в необходимом объёме и после подготовки с целью исключения гидратообразования подаётся в систему распределения рабочего агента с давлением 6,0 МПа.

Система распределения рабочего агента должна включать:

- магистральный газопровод, проходящий через всю Анастасиевскую площадь и питающий газораспределительные батареи;
- газораспределительные батареи (ГРБ) или установки распределения газа (УРГ-Л);
- газопроводы для подсоединения ГРБ (УРГ-Л) к магистральному газопроводу;
- газопроводы от газораспределительных батарей к газлифтным скважинам.

Газлифтные скважины должны быть оборудованы полуторарядными подъёмниками: наружный ряд двухступенчатый из 73 и 48 мм насосно-компрессорных труб спускается на глубину до интервала перфорации, а внутренний ряд из 48 мм НКТ – на глубину, определяемую располагаемым пусковым давлением (примерно 450–550 м).

С целью уменьшения выноса песка забой скважин оборудуются противопесочными фильтрами.

Продукция газлифтных скважин поступает на групповые установки (ГУ), оснащённые герметизированными ёмкостями, расходомерами, рабочими и замерными сепараторами; отсепарированный газ по системе газосбора подаётся на утилизацию к потребителям, а жидкость – на пункт подготовки и перекачки нефти. Вода на групповой установке не отделяется.

Проверочными расчётами установлено, что пропускная способность существующих трубопроводов системы нефтегазосбора обеспечит поступление и транспорт продукции из скважин при бескомпрессорной газлифтной эксплуатации. Однако в связи с длительным сроком их эксплуатации отдельные участки требуют замены.

Для осуществления бескомпрессорного газлифта на всех прекративших фонтанирование скважинах необходимо дополнительно к существующим объектам вновь создать систему распределения рабочего агента, включающую:

- газопроводы от основного питающего газопровода до ГРБ (давление 6,0 МПа, общая длина 4,6 км, диаметр 114×6 мм);
- газораспределительные батареи, ориентировочно 13 шт., включающие 3 комплекта УРГ-Л в каждой батарее, оснащаются регуляторами расхода и давления, греющими элементами для предотвращения гидратообразования;
- индивидуальные газопроводы от ГРБ до газлифтных скважин (давление 6,0 МПа, общая длина 46,8 км, диаметр 60×4,5 мм);
- скважинные противопесочные фильтры на каждую скважину;
- линии электропередачи 0,4 кВ к каждой ГРБ.

Скважины подсоединяются к ГРБ по территориальному принципу.

По состоянию на 01.01.2017 г. имеется 8 ГРБ с 34 подключёнными скважинами.

#### **Технико-технологическое обеспечение газоконтактного газлифта**

Преимущество газоконтактного газлифта заключается в том, что нет необходимости строить дорогостоящие газоразводящие сети для подачи рабочего агента высокого давления, поскольку его подача производится в разрезе одной скважины.

Применение газоконтактного газлифтного способа диктуется следующими условиями: с одной стороны, это возможность использования свободных ресурсов газа высокого давления из газовой шапки в качестве рабочего агента без дополнительного обустройства промысловых коммуникаций, с другой стороны – это возможность утили-

зирать без компримирования отработанный газ после совершения полезной работы по подъёму жидкости с коммерческой целью.

Газоконтактный газлифт будет применяться на конкретно выбранных скважинах *независимо* от выбранного способа механизированной эксплуатации.

Для обеспечения газоконтактного газлифта необходимо следующее оснащение:

- противопесочный фильтр ППФ;
- пакер ПВФМ;
- пакер-отсекатель ПМЭ-1;
- циркуляционный клапан;
- насосно-компрессорные трубы 1 ½";
- газосепараторы высокого давления (не менее 10,0 МПа);
- коллектор от скважины к газосепаратору;
- коллектор от газосепараторов высокого давления к установке подготовки газа;
- газопровод высокого давления от установки подготовки газа в магистральный газопровод высокого давления.

### ***Технико-технологическое обеспечение плунжерного газлифта***

Малодебитные нефтяные скважины, доля которых значительна, могут эффективно эксплуатироваться в режиме периодического газлифта с использованием в качестве рабочего агента собственного газа скважины.

Газ, периодически подаваемый в подъёмные трубы, обеспечивает вынос на поверхность столба жидкости, накопленного за время остановки. Этот процесс наиболее рационально осуществляется с помощью плунжерного газлифта. Плунжерный газлифт на месторождении не опробован. Ранее он применялся в НГДП-3. Применяется на скважинах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Плунжерный лифт – вариант периодического газлифта. Его основная отличительная особенность заключается в наличии плунжера, помещённого внутри НКТ, для разделения жидкости от газа, совершающего работу по подъёму жидкости. Плунжер способствует повышению КПД за счёт значительного снижения прорыва газа и уменьшения стекания жидкости по внутренней поверхности лифтовых труб на стадии подъёма.

Использование плунжера в скважинах, осложнённых отложениями асфальто-смоло-парафиновых веществ, предотвращает эти отложения и сокращает число работ по ликвидации АСПО.

Установки полного плунжерного газлифта типа НТ-111 выпускаются для скважин с низким газовым фактором (менее 200 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) и НТ-201 – для скважин с высоким газовым фактором (более 200 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>).

Для обеспечения эксплуатации с использованием плунжерного газлифта необходимо:

- оборудовать скважины установками плунжерного газлифта, состоящими из внутрискважинного и наземного оборудования, станции управления;
- подвести линии электропередач к скважинам;
- оснастить каждую скважину противопесочным фильтром.

### ***Технико-технологическое обеспечение эксплуатации скважин установками погружных диафрагменных насосов***

Установки погружных диафрагменных электронасосов являются мобильным средством механизированной эксплуатации скважин. Их монтаж и демонтаж не требует больших капитальных затрат.

К преимуществам установок относятся:

- низкое энергопотребление (от 3 до 5,5 кВт/час);
- низкие затраты на обустройство скважин (не требуется фундамент);
- возможность эксплуатации малодебитных скважин;
- автоматическое включение и отключение установки по заданной временной программе;
- автоматическое включение электродвигателя после его отключения защитой от недогрузки (уменьшение подачи);
- эксплуатация пескопроявляющих скважин (концентрация твёрдых частиц до 0,2 %).

Межремонтный период работы скважин, оборудованных УЭДН на скважинах Анастасиевско-Троицкого месторождения, за 2014 год составил 323 сут., за 2015 год – 284 сут., за 2016 год – 443 сут. Анализ эксплуатации скважин IV горизонта, оборудованных установками электродиафрагменных насосов, показал, что средний МРП за весь период эксплуатации 319 сут.

Для внедрения УЭДН на Анастасиевской площади необходимо дополнительно к существующим объектам:

- подведение линий электропередач 0,4 кВ к скважинам;
- обвязка устьевым оборудованием на давление не менее 15,0 МПа с кабельным вводом;
- обустройство скважин установками диафрагменных насосов с кабелем к двигателю;
- станции управления;
- противопесочные скважинные фильтры.

#### ***Технико-технологическое обеспечение штанговой глубинно-насосной эксплуатации***

Штанговая глубинно-насосная эксплуатация скважин Анастасиевской площади возможна при отсутствии прорывов газа из газовой шапки.

При этом должны соблюдаться мероприятия, направленные на уменьшение влияния механических примесей на работу насоса и образование песчаных пробок.

Таковыми мероприятиями являются:

- установка противопесочных фильтров;
- уменьшение параметров откачки;
- применение газосепараторов;
- подлив жидкости в затрубное пространство скважин.

Дополнительное оборудование, необходимое для глубинно-насосной штанговой эксплуатации:

- станки-качалки с редукторами и электрооборудованием;
- арматура устья с сальниковым устройством под штанговую эксплуатацию на давление не менее 15,0 МПа;
- насосные штанги 22, 19 мм длиной колонны порядка 700 м;
- глубинные штанговые насосы диаметром плунжера 32, 38, 44 мм вставного типа с замковой опорой;
- линии электропередач 0,4 кВ к скважинам;
- противопесочные фильтры.

На завершающей стадии разработки, когда нефтенасыщенный слой уменьшится до предельной величины, и начнутся прорывы газа из газовой шапки, штанговая глубинно-насосная эксплуатация себя исчерпает.

Для снижения расходов на обустройство скважин под эксплуатацию глубинными штанговыми насосами могут использоваться демонтированные станки-качалки, имеющиеся на других месторождениях. При этом нужно иметь в виду, что бывшие в эксплуатации станки-качалки оснащались мощными электродвигателями с редукторами, которые не позволяют регулировать минимальные параметры откачки.

Для этого станки-качалки должны быть укомплектованы маломощными электродвигателями со сменными шкивами для регулирования числа качаний балансира.

#### ***Технико-технологическое обеспечение эксплуатации штанговыми винтовыми насосами***

Эксплуатация штанговыми винтовыми насосами в условиях эксплуатации IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения, осложнённых пескопроявлениями, повышенным газосодержанием продукции, повышенной вязкостью, вызванной образованием стойких эмульсий при обводнённости продукции 50–60 % наиболее благоприятна и может значительно повысить межремонтный период работы. Для обустройства скважин винтовыми штанговыми насосами необходимо следующее скважинное и наземное оборудование:

- линии электропередач 0,4 кВ к скважинам;
- насосные штанги 22 мм длиной колонны порядка 700 м;



- винтовые штанговые насосы;
- приводы винтовых штанговых насосов;
- кабель силовой к приводу насоса – 10 м;
- полированные штоки 1 ¼";
- зажимы полированных штоков 1 ¼";
- превенторы резьбовые штанговые 2 ½";
- тройники фонтанной ёлки 15,0 МПа; 2 ½";
- сальниковые уплотнения;
- станции управления;
- противопесочные фильтры.

### **Разработка схемы компоновки и подбор оборудования для внедрения внутрискважинного газлифта**

Практика разработки нефтегазовых залежей свидетельствует, что если запасы газа намного превышают запасы нефти, то консервация газа на срок разработки нефтяной оторочки складывается невыгодным для нефтедобывающей компании. В этом случае газ и нефть следует отбирать одновременно при максимальном использовании пластовой энергии.

Для этих целей наиболее приемлемым способом эксплуатации является внутрискважинный газлифт, когда подъём жидкости осуществляется за счёт энергии газа, поступающего из газовой части пласта в разрезе данной скважины.

В условиях Анастасиевско-Троицкого месторождения этот способ может оказаться эффективным при соблюдении двух условий:

- 1) давление отработанного газа должно обеспечивать его утилизацию в газопровод высокого давления;
- 2) «пролёты» газа должны быть исключены во избежание нарушения гидродинамического состояния газонефтяной залежи.

Как уже упоминалось ранее, газоконтактный газлифт имеет ряд недостатков, которые выражаются в нерегулируемости процесса подачи газа для подъёма жидкостного потока, а также осуществления прочих технологических операций и ремонтных работ при дальнейшей эксплуатации этим способом.

Более эффективны устройства, в которых жидкость и газ вводятся в подъёмные колонны труб по разным каналам. Поставленная цель достигается применением специального подъёмника внутрискважинного газлифта (рис. 4).

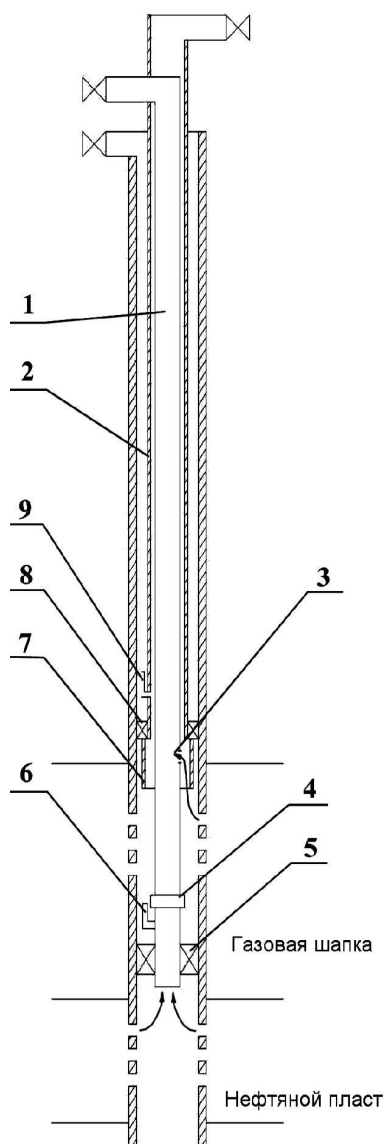
Он включает подъёмную колонну труб 1 и наружную колонну труб 2, спускаемые с поверхности концентрически. Подъёмная колонна труб 1 длиннее наружной колонны труб 2 на величину, равную интервалу перфорации газового горизонта, имеет разъём 4 и рабочую калиброванную муфту 3, расположенную над разъёмом. Наружная колонна труб имеет на нижнем конце цилиндрический раструб 7 и два пакера 5 и 8 с циркуляционными клапанами соответственно 6, 9, пакерующие нижние концы обеих колонн труб с обсадной колонной скважины.

Размещение пакера 4 на нижнем конце наружной колонны труб 3 герметизирует пространство 17 между наружной колонной труб 3 и обсадной колонной 16 до устья скважины, избавляя обсадную колонну от воздействия газа высокого давления, находящегося в газовом горизонте 12.

Размещение пакера 8 на нижнем конце подъёмной колонны труб 2 предотвращает неконтролируемое большеобъёмное поступление газа из газового горизонта 12 в подъёмную колонну труб через её башмак 10.

Калиброванная рабочая муфта 13 в подъёмной колонне труб 2 обеспечивает поступление в неё необходимого расчётного объёма газа для поднятия жидкости по подъёмной колонне труб из зоны перфорации нефтяного пласта до уровня калиброванной рабочей муфты и далее газожидкостной смеси от этого уровня до устья скважины.

Циркуляционный клапан 9 над пакером 8, герметизирующим пространство между наружной колонной труб и обсадной колонной, обеспечивает восстановление циркуляции между наружной колонной труб 2 и обсадной колонной, а также глушение и обработку газового горизонта.



**Рисунок 4** – Схема компоновки оборудования при внутрискважинном газлифте:

1 – внутренний ряд подъемных труб; 2 – внешний ряд подъемных труб; 3 – калиброванная рабочая муфта;  
4 – разъединитель; 5 – пакер; 6 – циркуляционный клапан; 7 – цилиндрический раструб; 8 – пакер;  
9 – циркуляционный клапан

Циркуляционный клапан 6 над пакером 5, герметизирующим пространство между подъемной колонной труб 1 и обсадной колонной, обеспечивает восстановление циркуляции между подъемной и наружной колоннами труб, глушение и обработку нефтяного горизонта.

Разъем 4 на подъемной колонне труб обеспечивает монтаж-демонтаж пакеров 5 и 8.

Размещение калиброванной рабочей муфты 3 над разъединителем 4 обеспечивает замену рабочей муфты.

Эксплуатация скважины внутрискважинным газлифтом осуществляется поступлением нефти из нефтяного пласта к башмаку подъемной колонны труб 1 и её разгазированием в необходимом объеме газом газового горизонта через калиброванную рабочую муфту 3.

Для осуществления внутрискважинного газлифта потребуется следующее дополнительное оборудование:

- пакер-якорь гидравлический ПТ-2ЯГ-146 – 2 шт.;
- клапан циркуляционный КЦГ 73-30 – 2 шт.;
- разъединитель;

- пакер ПМЭ – 1 шт.;
- калиброванная рабочая муфта;
- колонна насосно-компрессорных труб 48 мм – 1500 м.

Для дальнейшего коммерческого использования отработанного газа высокого давления и подачи его в газопровод высокого давления необходимо обустроить скважины сепарационной и замерной установками на высокое давление и подводящим газопроводом к магистральному газопроводу.

Использование схемы внутрискважинного газлифта позволит транспортировать газ высокого давления из скважины после сепарации первой ступени и его подготовки непосредственно в газопровод высокого давления без компримирования.

### Литература:

1. Савченко А.П. Проект доработки нефтегазовой залежи IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения. – 2002.
2. Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторин В.Д. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России, издание в 2 томах / под ред. В.Е. Гавуры. – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Т. 1. – 280 с.
3. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Оборудование для добычи нефти. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.
4. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
9. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів: Сполум, 2018. – 476 с.
10. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Александров А.Н., Рогачёв М.К. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 14–19.
13. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Бондаренко В.А., Климовец В.Н., Щетников В.И., Сухляев А.О., Долгов С.В., Шостак А.В. Опыт борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения Краснодарского края // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2013. – № 6. – С. 17–21.
15. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Исследование методов и технологий управления осложненными, обусловленными пескопроявлениями // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 5. – 28 с.
16. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ существующих методов борьбы с пескопроявлениями и разработка статистической модели деформационно-пространственной неустойчивости и разрушения песчаных пород // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 1. – С. 35–42.

17. Бондаренко В.А., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Экологический мониторинг скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения в условиях интенсивного пескопроявления // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : изд-во «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 32–34.
18. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 34–61.
19. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 62–81.
20. Гилаев Г.Г., Горбунов В.В., Гень О.П. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК «Роснефть»-Краснодарнефтегаз // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2005. – № 8. – С. 86–89.
21. Жихор П.С., Вартумян Г.Т., Кошелев А.Т., Учув Р.П. Эволюция методов крепления призабойной зоны скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2010. – № 6. – С. 47–49.
22. Жихор П.С., Бондаренко В.А., Долгов С.В., Шостак А.В. Применение некоторых методов факторного анализа для усовершенствования технологии крепления призабойной зоны скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М., 2014. – № 1 (57). – С. 86–91.
23. Лешкович Н.М. Совершенствование техники и технологии определения негерметичных муфтовых соединений и сквозных повреждений обсадных колонн на нефтяных месторождениях с большим газовым фактором // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 223–226.
24. Лысенков Е.А., Сухомлинов А.П., Горбунов В.В. Об эксплуатации скважин установками погружных диафрагменных электронасосов в ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз» // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2001. – № 2. – С. 57–59.
25. Савенок О.В., Бондаренко В.А. Анализ известных представлений по проблеме пескопроявления // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Газовая промышленность». Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Эксплуатация месторождений углеводородов на поздней стадии разработки. – М. : Издательство ООО «Газоил пресс», 2014. – № 708/2014. – С. 61–65.
26. Чуйкин Е.П., Бондаренко В.А., Савенок О.В. Проблемы выноса песка на месторождениях Краснодарского края и пути её решения // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Секция: Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. – Т. 2. – С. 94–96.
27. Шарыпова Д.Д., Савенок О.В. Разработка технологий предупреждения и ограничения пескопроявлений на примере месторождений Краснодарского края // Сборник научных трудов Международного форума-конкурса молодых учёных: Проблемы недропользования (23–25 апреля 2014 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. – С. 180.

## References:

1. Savchenko A.P. Project of further development of an oil and gas deposit of the IV horizon of the Anastasiyevsko-Troitskogo field. – 2002.
2. Abdulmazitov R.D., Baymukhametov K.S., Victorine V.D. Geologiya and development of the largest and unique oil and oil and gas fields of Russia, the edition in 2 volumes / under the editorship of V.E. Gavura. – М. : VNIIOENG, 1996. – Т. 1. – 280 p.
3. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Oshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Oborudovaniye's Moustaches for oil production. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2014. – 182 p.
4. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells: manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshchaniye-Yug, 2011. – 603 p.

5. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1–2.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
9. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennyya naftovikh i gazovikh sverdrovin Science i practice : monograph. – L'vov : Spol, 2018. – 476 p.
10. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.
12. Alexandrov A.N., Rogachyov M.K. Increase in efficiency of operation of wells electrocentrifugal pumps in the conditions of education the asfaltosmoloparafinykh of deposits // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 2: Development of oil and gas fields. – P. 14–19.
13. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Bondarenko V.A., Klimovets V.N., Shchetnikov V.I., Sukhlyayev A.O., Dolgov S.V., Shostak A.V. Experience of fight against peskoproyavleniye at operation of wells of the Anastasiyevsko-Troitsky field of Krasnodar Krai // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftnyykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIOENG, 2013. – № 6. – P. 17–21.
15. Bondarenko V.A., Savenok O.V. A research of the methods and technologies of management of complications caused by peskoproyavleniye//the Mountain information and analytical bulletin (the scientific and technical magazine). Separate article (special release). – M. : Mountain Book publishing house, 2014. – № 5. – 28 p.
16. Bondarenko V.A., Savenok O.V. The analysis of the existing methods of fight against the peskopro-phenomena and development of statistical model of deformation and spatial instability and destruction of sandy breeds // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – № 1. – P. 35–42.
17. Bondarenko V.A., Chuykin E.P., Savenok O.V. Environmental monitoring of wells IV of the horizon of the Anastasiyevsko-Troitsky field in the conditions of an intensive peskoproyavleniye // the Collection of reports of the IV International scientific and practical conference with elements of school of sciences for youth «Environmental problems of oil production – 2014» (on October 21–23, 2014, Ufa). – Ufa : RITS UGNTU publishing house, 2014. – P. 32–34.
18. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of overall performance of UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 2. – P. 34–61.
19. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of application of a system of a baypasirovaniye of Y-Tool for a research under the operating UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 2. – P. 62–81.
20. Gilayev G.G., Gorbunov V.V., Gen' O.P. Implementation of new technologies of increase in overall performance of wells on fields of JSC Rosneft-Krasnodarneftegaz // the Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2005. – № 8. – P. 86–89.
21. Zhikhor P. S., Vartumyan G.T., Koshelev A.T., Uchuyev R.P. Evolution of methods of fastening of a bottomhole zone of wells IV of the horizon of the Anastasiyevsko-Troitsky field // Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftnyykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIOENG, 2010. – № 6. – P. 47–49.
22. Zhikhor P.S., Bondarenko V.A., Dolgov S.V., Shostak A.V. Application of some methods of the factorial analysis for improvement of technology of fastening of a bottomhole zone of wells IV of the horizon of the Anastasiyevsko-Troitsky field // the Scientific and technical magazine «Nauka I Tekhnika V Gazovoy Promyshlennosti». – M., 2014. – № 1 (57). – P. 86–91.

23. Leshkovich N.M. Improvement of the equipment and technology of definition untight the muftovykh of connections and through damages of upsetting columns on oil fields with a big gas factor // Bulatovskiye of reading: materials II International on - an uchno-practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 223–226.

24. Lysenkov E.A., Sukhomlinov A.P., Gorbunov V.V. Humpbacks. About operation of wells installations of submersible diaphragm electric pumps in JSC Rosneft Krasnodarneftegaz // the Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2001. – № 2. – P. 57–59.

25. Savenok O.V., Bondarenko V.A. The analysis of the known representations on a problem a dog-koproyavleniya // the Monthly scientific and technical and production magazine «Gazovaya Promyshlennost». Special issue of the Gazovaya Promyshlennost magazine: Operation of fields of hydrocarbons at a late stage of development. – M. : LLC Gasoil Press publishing house, 2014. – № 708/2014. – P. 61–65.

26. Chuykin E.P., Bondarenko V.A., Savenok O.V. Sand production problems on fields of Krasnodar Krai and a way of its decision // New technologies – to the oil and gas region: materials of the scientific and practical conference of students, All-Russian with international participation, graduate students and young scientists (on May 20–23, 2014, Tyumen). – Tyumen : TSOGU, 2014. – Section: Development and operation of oil, gas and gas-condensate fields. – Т. 2. – P. 94–96.

27. Sharypova D.D., Savenok O.V. Development of technologies of prevention and restriction of peskoproyavleniye on the example of fields of Krasnodar Krai // the Collection of scientific works of the International forum competition of young scientists: Subsurface use problems (on April 23–25, 2014, St. Petersburg). – St. Petersburg : National mineral and raw university «Gorny», 2014. – P. 180.