

УДК 622.276.054.22

**ОБОРУДОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ УШГН  
НА ПРИМЕРЕ ТАЙМУРЗИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**EQUIPMENT AND OPERATION  
OF A SUCKER ROD PUMP INSTALLATIONS  
USING THE EXAMPLE OF THE TAIMURZINSKOYE OIL FIELD**

**Шаблий Илья Игоревич**

аспирант,  
Кубанский государственный технологический университет  
ilyashabliy0209@gmail.com

**Аннотация.** С развитием техники бурения глубины скважин постоянно возрастали, что вызывало проблемы подъёма нефти на поверхность. Техническим прорывом в решении этой проблемы стало внедрение в США в 1923 году способа механизированной добычи нефти с применением глубинного насоса (поршневого, плунжерного), приводимого в движение через колонну штанг, которая соединена с установленным на поверхности силовым приводом – станком-качалкой. Идея была настолько хороша, что уже 100 лет штанговая насосная эксплуатация по объёму добычи нефти и широте применения занимает первое место в мире. Отсюда вытекает важность решения вопросов повышения надёжности и эффективности применения установок штанговых глубинных насосов. В статье показано, что, изменяя число качаний, длину хода плунжера, меняя глубину подвески насоса, осуществляя смену насоса или станка-качалки и т.д., можно добиться существенного улучшения показателей работы УШГН, а также возможно увеличение дебита скважин, т.е. оптимизировать можно практически любую установку ШГН, однако возможность оптимизации определяется не работой установки, а потребностями и пожеланиями НГДП.

**Ключевые слова:** назначение и принцип действия ШГН; подбор подвесок в условиях Таймурзинского месторождения; рекомендуемые глубины спуска ШГН; связь между дебитом насоса и динамическим уровнем; идеальная и рабочие виды динамограмм; методы подбора типоразмеров штанг; параметры работы станка-качалки и ШГН.

**Shabliy Ilya Igorevich**

Graduate Student,  
Kuban State Technological University  
ilyashabliy0209@gmail.com

**Annotation.** With the development of drilling technology, well depths constantly increased, which caused problems in lifting oil to the surface. A technical breakthrough in solving this problem was the introduction in the USA in 1923 of a method of mechanized oil production using a deep pump (piston, plunger) driven through a string of rods, which is connected to a power drive installed on the surface – a pumping machine. The idea was so good that for 100 years, rod pumping has been ranked first in the world in terms of oil production volume and breadth of application. This implies the importance of resolving issues of increasing the reliability and efficiency of using sucker rod pump installations. The article shows that by changing the number of swings, the stroke length of the plunger, changing the depth of the pump suspension, changing the pump or pumping machine, etc., it is possible to achieve a significant improvement in the performance of the sucker rod pump installations, and it is also possible to increase the flow rate of wells, i.e. almost any sucker rod pump installation can be optimized, but the possibility of optimization is determined not by the operation of the installation, but by the needs and wishes of the oil and gas pump.

**Keywords:** purpose and principle of operation of sucker rod pumps; selection of suspensions in the conditions of the Taimurzinskoye field; recommended depths for launching the sucker rod pump; relationship between pump flow rate and dynamic level; ideal and working types of dynamograms; methods for selecting rod sizes; operating parameters of the pumping machine and sucker rod pump.

**Общие сведения о месторождении**

Таймурзинское нефтяное месторождение находится в Дюртюлинском районе Республики Башкортостан.

В тектоническом отношении расположено в восточной окраине Русской платформы, в центральной части Бирской седловины и приурочено к вернетурнейскому борту северо-восточного склона Актаныш-Чишминского некомпенсированного прогиба Камско-Кинельской системы прогибов. В районе месторождения выявлено несколько поднятий. Наиболее крупным по размерам и амплитуде является Таймурзинское поднятие, к которому приурочены основные залежи нефти отложений нижнего карбона. Поднятие занимает центральное положение на территории месторождения. Оно имеет рифогенное происхождение, что объясняет его резкую выраженность и большую ам-

плитуду на структурных планах нижнего карбона. Поднятие ассиметричной формы с более поднятым северо-западным крылом, с большим количеством куполов и впадин в сводовой части. Размер поднятия 12 × 5 км.

В строении месторождения принимают участие додевонские, девонские каменноугольные и пермские отложения.

Таймурзинское – многопластовое месторождение, на месторождении имеется 6 продуктивных горизонтов, в которых 9 пластов. Нефтяными объектами исследования являются: в среднекаменноугольном отделе отложения каширского горизонта – пачка Скш<sub>1</sub> и верейского горизонта пачка Св<sub>3</sub>, в нижнекаменноугольном отделе отложения визейского яруса – пласт CVI<sub>0</sub> тульского горизонта, пласты CVI<sub>1</sub>, CVI<sub>2</sub>, CVI<sub>3</sub> бобриковско-радаевского горизонта и пачки СТ<sub>1</sub> и СТ<sub>2</sub> верейского яруса, в верхнедевонском отделе – пласты Дкн<sub>1</sub> и Дкн<sub>2</sub> кыновского горизонта и пласт D1 пашийского горизонта. Средняя глубина залегания отложений верейского горизонта 920 м, тульского 1310 м, бобриковского 1340 м, кизеловского 1370 м, кыновского 1860 м, пашийского 1890 м.

#### **Характеристика нефтяных пластов**

Продуктивная пачка Скш<sub>1</sub>, залегающая в верхней части каширского горизонта, представлена 3–5 прослоями проницаемых известняков с максимальной суммарной толщиной 6,8 м (средняя толщина 5,1 м). Доля проницаемых прослоев в пачке составляет 0,47.

К пачке в пределах Маньязинской структуры приурочена одна залежь нефти структурно-литологического типа. Размеры её – 3,5 × 2,7 км, высота – 21 м.

В нижней части верейского горизонта выделяется пласт Св<sub>3</sub>, сложенный карбонатными отложениями. Коллекторы, представленные 1–2 прослоями пористых известняков, имеют ограниченное распространение и развиты в северо-западной части месторождения (Таймурзинская площадь). Залежь нефти пластово-сводового типа, размеры её – 0,9 × 0,5 км, высота – 6 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина по залежи – 1,6 м; при этом толщина в нефтяной зоне составляет 2,6 м, в водонефтяной – 1,3 м. Доля проницаемых прослоев в известняках верейского горизонта – 0,68.

Терригенная толща нижнего карбона характеризуется сложным строением и представлена переслаиванием пластов и линз песчаников, алевролитов, аргиллитов и углисто-глинистых сланцев. Суммарная толщина терригенной толщи составляет в среднем 15 м. В отдельных скважинах месторождения (№ 1220, 1752 и 1753) наблюдается увеличение толщины в сводовых частях структуры до 60–70 м. В целом по терригенной толще распределение толщин песчаников очень неравномерное. Залежи нефти относятся к типу структурных, пластовых, сводовых.

В разрезе терригенной толщи нижнего карбона выделяется 4 продуктивных пласта: CVI<sub>0</sub>, CVI<sub>1</sub>, CVI<sub>2</sub> и CVI<sub>3</sub>.

Пласт CVI<sub>0</sub>, залегающий в нижней части разреза тульского горизонта, представлен 1–2 прослоями песчаников; коэффициент расчленённости – 1,3; коэффициент песчаности – 0,84.

Песчаники пласта имеют ограниченное распространение по площади месторождения и залегают в центральной части Таймурзинского поднятия в виде небольшой нефтеносной линзы и в центральной части Командорского поднятия в районе скважины № 180-Асн.

В пласте CVI<sub>0</sub> выявлены 2 залежи нефти: одна залежь литологического типа размерами 1,8 × 0,4 км, другая вскрыта одной скважиной в пределах Асяновской площади.

В разрезе бобриковского горизонта выделяются 3 песчаных пласта CVI<sub>1</sub>, CVI<sub>2</sub> и CVI<sub>3</sub>, два из которых (CVI<sub>1</sub> и CVI<sub>2</sub>) нефтенасыщены на Асяновской и Таймурзинской площадях и один (CVI<sub>3</sub>) – только на Асяновской площади.

Песчаники пласта CVI<sub>1</sub> развиты не повсеместно. Они имеют линзовидное и полосообразное распространение по площади месторождения.

Пласт CVI<sub>2</sub>, залегающий ниже по разрезу, отделяется от пласта CVI<sub>1</sub> прослоем аргиллитов толщиной 1–7 м. Песчаники пласта CVI<sub>2</sub> характеризуются большей выдержанностью по площади (коэффициент распространения – 0,9) и значительно большей толщиной – до 20,5 м; в среднем эффективная толщина составляет 5,5 м. Для пластов CVI<sub>1</sub> и особенно CVI<sub>2</sub> характерно чередование зон пониженных и повышенных толщин.

На Таймурзинской структуре в нескольких скважинах наблюдается слияние пластов CVI<sub>1</sub> и CVI<sub>2</sub>, в связи с чем по залежам Таймурзинской структуры пласты рассматриваются как единая гидродинамическая система с единым ВНК.

Песчаники пласта  $CVI_3$  залегают в нижней части горизонта, от верхнего пласта  $CVI_2$  отделены прослоем аргиллитов, представлены нефтенасыщенным коллектором только на Асяновской площади. Максимальная эффективная толщина по скважинам залежи достигает 8,4 м, средняя – 4,5 м.

В пласте  $CVI_1$  выявлено 17 залежей, в пласте  $CVI_2$  – три, в пласте  $CVI_3$  – одна. Размеры залежей изменяются в пределах от 0,2 × 0,3 км до 9,5 × 4,0 км; высота залежей – от 5,0 м до 63,4 м.

Залежи нефти пласта  $CVI_1$  литологического и пластово-сводового, литологически экранированного типа, пластов  $CVI_2$  и  $CVI_3$  – пластово-сводового типа.

Нефтеносность известняков турнейского яруса связана с пористыми прослоями органогенно-обломочных, кавернозных известняков, приуроченных к сводовым частям локальных структур.

В известняках кизеловского горизонта выделяются два пласта –  $СТкз_1$  и  $СТкз_2$ , представленных пористыми известняками. Число пористых прослоев, составляющих пласт  $СТкз_1$ , достигает 9 (коэффициент расчленённости – 4,3). Пласт  $СТкз_2$  состоит из меньшего числа прослоев (коэффициент расчленённости – 3,3).

В известняках пластов  $СТкз_1$  и  $СТкз_2$  выявлено по две залежи пластового типа. Размеры залежей в пластах  $СТкз_1$  и  $СТкз_2$  находятся в пределах от 1,0 × 0,4 км до 9,4 × 3,1 км, высота залежей – от 8,0 м до 42,5 м.

В отложениях терригенной толщи девона промышленно нефтеносными являются пласты  $Дкн_1$  и  $Дкн_2$  кыновского и пласт  $Д_1$  пашийского горизонтов.

В песчаной фации пласты кыновского горизонта имеют ограниченное развитие. Пласт  $Дкн_1$  залегают одним прослоем песчаника толщиной до 4 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 до 1,6 м при среднем значении – 1,3 м. Залежь нефти, выявленная в пласте, размерами 1,4 × 1,5 м литологически и тектонически экранированная.

Песчаники пласта  $Дкн_2$  представлены небольшими линзами, состоящими из 1–2 прослоев. В пласте выявлено 8 нефтяных залежей литологического типа. Размеры их изменяются в пределах от 0,6 × 1,1 км до 4,8 × 4,0 км, высота – от 1,6 до 10,8 м.

В пласте  $Д_1$  пашийского горизонта выявлены 2 нефтяные залежи структурно-литологического типа размерами 0,5 × 1,0 км, высота – 1,8 м.

Коллекторские свойства продуктивных пластов изучались по результатам лабораторных исследований керна, данным ГИС и гидродинамических исследований скважин.

Керн отбирался и исследовался по всем пластам, кроме одного пласта  $Св_3$ , в недостаточных объёмах – по пластам  $СТкз_2$ ,  $Дкн_1$  и  $Дкн_2$ .

Геофизические исследования проведены по всем пластам. Гидродинамические исследования скважин отсутствуют по 4 пластам:  $Дкш_1$ ,  $СТкз_2$ ,  $Дкн_1$  и  $Д_1$ .

На линейных моделях продуктивных карбонатов турнейского яруса, каширского, песчаников тульского, кыновского и пашийского горизонтов проведены экспериментальные исследования по определению коэффициентов вытеснения нефти минерализованной водой.

#### **Текущее состояние разработки месторождения**

Таймурзинское месторождение, введённое в разработку в 1964 году, находится на поздней стадии эксплуатации. На месторождении в целом по состоянию на 01.01.2022 г. добыто 16,6 млн. тонн нефти, текущая обводнённость извлекаемой продукции – 94,2 %, накопленный ВНФ – 4,2.

Максимальная добыча нефти (735,8 тыс. тонн) достигнута в 1980 году при текущей обводнённости продукции – 65,9 % (при отсутствии практически безводного периода эксплуатации месторождения). К этому времени проектным фондом скважин разбурены основные залежи бобриковско-радаевского горизонта и турнейского яруса. В последующем добыча нефти непрерывно снижалась и составила в 2021 году 97,7 тыс. тонн.

Объект ТТНК введён в эксплуатацию в 1964 году. По состоянию на 01.01. 2022 г. извлечено 13,5 млн тонн нефти. Текущая обводнённость – 97,2 %, накопленный ВНФ – 5,0. Максимальная годовая добыча (659,4 тыс. тонн) достигнута в 1980 году при текущей обводнённости продукции – 67,1 %. В последующем добыча нефти снизилась до 43 тыс. тонн в 2021 году. Закачка воды начата в 1966 году. В 1968–1979 гг. текущая и накопленная компенсация (кратность) отборов жидкости закачкой была около 2, в последующем – около 1. Реализована комбинированная система заводнения, состоящая из внутриконтурных (очаговых) и законтурных нагнетательных скважин и разрезающих рядов.

Действующий фонд добывающих скважин достиг 140–150 ед. и в 1977–1992 гг. удерживался на таком уровне, в последующем он уменьшился и в 2011–2021 гг. составил 78–99 скважин. Среднегодовые дебиты жидкости добывающих скважин составляли 20–30 тонн/сут. в начальный период и 50–60 тонн/сут. в последующем (в 1988–1995 гг. – 70–80 тонн/сут.). Фонд нагнетательных скважин – 30–40 ед., среднегодовая приёмистость – 100–300 м<sup>3</sup>/сут. Накопленная добыча нефти изменялась по скважинам от нескольких десятков до сотен тысяч тонн.

Объект КТНК введён в эксплуатацию в 1965 году. По состоянию на 01.01. 2022 г. добыто 2,971 млн тонн нефти или 73,5 % от НИЗ (4,042 млн тонн); текущий КИН – 0,242 от числящихся НГЗ (12,277 млн тонн) при принятой конечной величине – 0,329. Текущая обводнённость продукции – 67,2 %; накопленный ВНФ – 1,0. Максимальная годовая добыча составила 130,0 тыс. тонн при текущей обводнённости – около 50 %. Затем добыча нефти снизилась до 41,2 тыс. тонн в 2001 году (1,0 % от НИЗ), после чего наблюдались некоторый рост и стабилизация добычи на уровне 46–48 тыс. тонн/год.

В отличие от более крупного по запасам объекта ТТНК и месторождения в целом объект КТНК находится далеко не на поздней стадии эксплуатации.

Закачка воды начата в 1982 году; в 1988–1993 гг. и 2001–2006 гг. текущая компенсация отборов закачкой достигала 2 при накопленной компенсации в течение всего периода разработки – около 1. Реализована комбинированная система заводнения, состоящая из внутриконтурных (очаговых) и законтурных нагнетательных скважин и разрезающих рядов.

Фонд действующих добывающих скважин с 1986 года – 90–105 ед., среднегодовые дебиты жидкости – 5–9 тонн/сут., в 1998–2006 гг. – 2,5–4,0 тонн/сут. Фонд нагнетательных скважин – 10–15 ед., приёмистость – 160–40 м<sup>3</sup>/сут. Накопленная добыча нефти изменяется по скважинам от нескольких до десятков тысяч тонн.

Наряду с этим в работе представлена характеристика эксплуатации отдельных пластов и залежей основных объектов ТТНК и КТНК, а также объектов КТСК и ТТД. Небольшая залежь верейского горизонта не разрабатывалась, а залежь каширского горизонта введена в эксплуатацию в 2002 году, находится в начальной стадии выработки запасов, залежь пашийского горизонта практически не разрабатывалась.

Текущая плотность сетки скважин по залежам изменяется в интервале 10–20 га/скв. Некоторые залежи считаются выработанными. Несколько залежей или их частей остаются неразбуренными. В связи с этим планируется бурение новых скважин и нескольких боковых стволов, взаимные переводы скважин.

Наиболее крупными нефтяными залежами, определяющими показатели разработки основных объектов (ТТНК и КТНК) и месторождения в целом, являются залежь 3 пласта CVI<sub>2</sub> и залежь 3 пласта СТк<sub>3</sub> Таймурзинской площади.

На месторождении проводились замеры пластовых давлений, снятие ИД и КВД для определения по ним продуктивности скважин, гидропроводности и проницаемости пластов, снятие профилей притока (178 скважин) и приёмистости (105 скважин). Установлено сокращение принимающих интервалов ввиду загрязнения механическими примесями призабойных зон нагнетательных скважин. После проведения соответствующих восстановительных мероприятий толщина поглощающих интервалов увеличилась.

Естественные режимы дренирования изменяются от близких к активным упруговодонапорным до практически замкнутых. Текущие величины пластовых давлений составляли по каширскому горизонту – 4,6 МПа (при начальном – 8 МПа), по бобриковско-радаевскому горизонту – 11,7 МПа (13,8 МПа), по турнейскому ярусу – 9,51 МПа (14,2 МПа), по кыновскому горизонту – 9,84 МПа (19,3 МПа), по пашийскому горизонту – 16,7 МПа (19,5 МПа), что существенно выше давлений насыщения.

За 2010–2021 гг. пробурено 34 скважины из 75 проектных, из которых введено 25 добывающих, 2 нагнетательных, 2 пьезометрических, 2 водозаборных, 3 ликвидированы. В основном скважины бурились на Асяновской площади, в том числе 7 скважин пробурено на вновь открытую залежь каширского горизонта.

Фактическая годовая добыча нефти в 2017–2020 гг. (104,2–97,2 тыс. тонн) оказалась выше прогнозной на 31,7–60,3 %, а в 2021 году (97,7 тыс. тонн) – равной проектной (96,7 тыс. тонн). Это объясняется тем, что в анализе разработки 2014 года предполагалось продолжение выбытия добывающих скважин по экономическим причинам. Фактически осуществлялся ввод из бездействия ранее остановленных малоде-

битных и высокообводнённых скважин, и к 2020 году фактический фонд действующих добывающих скважин (181 ед.) превышал проектный на 31 ед. (20,7 %). Выше оказались и дебиты добывающих скважин по жидкости (на 8–48 %) и нефти (на 8–38 %) при обводнённости, равной проектной.

Проводившиеся на месторождении ГТМ включали ремонт наземного и внутрискважинного оборудования, смену способа эксплуатации, оптимизацию работы насосного оборудования, водоизоляционные работы, обработки призабойных зон пласта (кислотные, термокислотные, термопенокислотные, виброобработки, закачки ингибиторов, горячей нефти, растворов ПАВ, ГРП).

Всего в 2021 году проведено более 650 различных ГТМ. Средняя удельная эффективность использованных технологий при обработке ПЗП составила до 1600 тонн нефти на одну скважино-операцию.

Анализ эффективности реализованной системы разработки по основным объектам ТТНК и КТНК сводится к сопоставлениям с другими месторождениями, на которых разрабатывались такие объекты (Менеузовское, Мончаровское, Чермасанское, Санниковское – Дмитриевский участок). Сравняется динамика КИН, темпы отбора нефти (от НГЗ) в зависимости от безразмерного времени разработки (кратности промывки).

По объекту ТТНК на Таймурзинской площади достигнутый КИН (0,454) больше, чем на сравниваемых месторождениях при той же кратности промывки. При этом по объекту ТТНК Таймурзинской площади сформирована несколько более плотная сетка скважин, имеются зоны, недостаточно вовлечённые в разработку; кривая зависимости КИН от безразмерного времени более пологая. С учётом дополнительных мероприятий рассматриваемого проектного документа по объекту ТТНК Таймурзинской площади прогнозируется увеличение КИН до 0,49, по объекту КТНК – до 0,45 с учётом подключения слабо вовлечённых зон, повышения эффективности заводнения.

Следует отметить, что небольшие залежи кыновского и пашийского горизонтов эксплуатируются единичными скважинами на естественных режимах. На более крупных залежах турнейского яруса (Асяновская площадь), каширского, бобриковско-радаевского (Асяновская площадь), кыновского горизонтов системы разработки не сформированы (залежи не разбурены, заводнение не организовано). Кроме того, 5 залежей нефти с запасами категорий ВС<sub>1</sub> не введены в разработку – 2 залежи кыновского горизонта, 2 – пласта СVI<sub>1</sub> Асяновской площади и 1 – верейского горизонта.

#### **Назначение и принцип действия ШГН**

В настоящее время установками штанговых глубинных насосов на Таймурзинском месторождении эксплуатируются скважины либо малодебитные, либо сильно обводнившиеся. Несмотря на значительную долю скважин, оборудованных ШГН, в общем количестве скважин, добыча нефти не превышает 15 % добываемой на месторождении. Учитывая, что сильно обводнившиеся скважины выводят из эксплуатации, а малодебитные переводят в другую категорию посредством применения ГРП, то количество таких скважин постепенно уменьшается. Но, тем не менее, данный способ эксплуатации в связи с действующим ныне законодательством и общей тенденцией в мире к увеличению добычи нефти из низкодебитных скважин, безусловно, будет развиваться и дальше.

Скважинный насос состоит из цилиндра, поршня и клапанов всасывающего и нагнетательного. При ходе поршня вверх в цилиндре насоса создаётся разрежение, в результате которого давление жидкости вне насоса оказывается выше, чем внутри. Это вынуждает всасывающий клапан открываться и впускать в цилиндр насосов порцию жидкости.

Одновременно находящаяся над поршнем жидкость оказывает давление на нагнетательный клапан, прижимая его к седлу, и вместе с поршнем перемещается вверх. Через определённое количество ходов вверх (циклов) произойдёт заполнение колонны насосно-компрессорных труб и жидкость начнёт поступать в устьевого трубопровод.

При ходе вниз плунжер в насосах данного типа не совершает работы по подъёму жидкости: происходит сжатие заполнившей цилиндр жидкости, закрытие всасывающего и открытие нагнетательного клапанов и переток жидкости из подпоршневой и надпоршневую область насоса.

#### **Виды штанговых насосов, применяемых на Таймурзинском месторождении**

Основное достоинство вставных насосов – всю насосную установку можно поднимать на штангах без необходимости подъёма НКТ. Есть 3 типа вставных насосов:

- 1) насос вставной с подвижным цилиндром и замком внизу (АНИ, RWT и RHT);
- 2) насос вставной с неподвижным цилиндром и замком внизу (АНИ, RWB и RHB);
- 3) насос вставной с неподвижным цилиндром и замком наверху (АНИ, RWA и RHA).

После выбора типа вставного насоса в скважину опускается замковая опора на или рядом с последней НКТ. В зависимости от условий в скважине и предпочтения компании в скважину опускается механический нижний замок или нижний замок манжетного типа, если насос с замком внизу, либо механический верхний замок или верхний замок манжетного типа, если насос с замком наверху. Затем в скважину на колонне штанг опускается вся насосная установка с узлом посадки на замковую опору. После фиксации насоса на замковой опоре подгоняют высоту подвески плунжера так, чтобы он находился как можно ближе к нижнему основанию цилиндра. В скважинах с большим содержанием газа желательнее выполнить подвеску так, чтобы подвижный узел насоса почти касался нижнего основания цилиндра, т.е. довести до минимума расстояние между всасывающим и нагнетательным клапаном при ходе плунжера вниз. Вставной насос работает по тому же принципу, что и невставной.

В большинстве скважин с УШГН на Таймурзинском месторождении предпочтение отдаётся вставным насосам ещё и по следующей причине: для насосов, эксплуатирующихся в искривлённых скважинах, характерным является возникновение дополнительной силы сопротивления движению плунжера, зависящей от радиуса искривления оси цилиндра насоса, величины зазора между плунжером и цилиндром, разнице их жёсткостей. В результате исследований установлено, что более интенсивный рост силы трения в паре «плунжер – цилиндр» с изменением угла изгиба характерен для насосов невставного типа, поэтому для наклонно-направленных скважин предпочтительно применение насосов вставного типа.

Невставной насос прост по конструкции. Цилиндр невставного насоса крепится непосредственно на колонне НКТ, обычно в нижней её части. Ниже цилиндра находится замковая опора, в которой запирается всасывающий клапан. Цилиндр спускается в скважину без плунжера. Плунжер спускается отдельно на насосных штангах. Плунжер вводится в цилиндр вместе с подвешенным к плунжеру всасывающим клапаном. Чтобы плунжер довести до цилиндра насоса без повреждений через трубы, последние должны иметь внутренний диаметр больше наружного диаметра плунжера (примерно на 6 мм).

После спуска в скважину цилиндра и замковой опоры начинается спуск плунжера на колонне штанг. Когда в скважину спущено то количество штанг, которое необходимо для захода плунжера в цилиндр и посадки всасывающего клапана на замковую опору, производится окончательная подгонка высоты подвески плунжера. Для извлечения невставного насоса в случае замены или ремонта необходимо сначала извлечь штанги с висящим на их конце плунжером, а затем насосные трубы с висящим на их конце цилиндром насоса.

#### **Преобладающие типоразмеры применяемых ШГН**

на Таймурзинском месторождении

В таблице 1 приведены насосы, спущенные за период с 01.01.2021 по 01.01.2022 гг. на Таймурзинском месторождении.

По данной таблице можно сказать, что на Таймурзинском месторождении применяются, в основном, вставные насосы. Так как для смены вставного насоса при необходимости замены отдельных узлов или насоса в целом достаточно поднять на поверхность только насосные штанги, насосные же трубы остаются постоянно в скважине; их извлекают лишь при необходимости исправления замкового приспособления, что на практике бывает редко. Таким образом, смена вставного насоса требует значительно меньше времени, чем невставного, и при нём меньше изнашиваются насосные трубы, так как нет необходимости их спускать и поднимать, а также отвинчивать и завинчивать при каждой смене насоса. Насосы, используемые на Таймурзинском месторождении, безвтулочные т.е. цилиндры делают из бесшовных труб с внутренней чистой поверхностью. Снимаются насосы с эксплуатации в основном в результате заклинивания плунжера, засорения клапана, обрыва шток и утечек в клапанах насоса.

Таблица 1 – Насосы, спущенные за период с 01.01.2021 по 01.01.2022 гг. на Таймурзинском месторождении

Типоразмер насоса	Кол-во спущенных насосов, шт.	Наработка сут. по спущенным насосам		Снято насосов с эксплуатации, из них отказных насосов, шт.	Вид отказа
		всего	на 1 н.		
АО «ИЖНЕФТЕМАШ», Ижевск					
73-НВ1Б-А-27-30-15-2	2	189,08	94,54	2	1 засорение клапана 1 износ плунжера насоса
73-НВ1Б-А-32-30-15-1	7	1345,6	192,23	1	1 износ клапанов
73-НВ1Б-А-32-30-15-2	33	3462,54	104,93	2	1 заклинивание плунжера 1 засорение клапана
ЗАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш», Пермь					
73-НВ1Б-А-32-30-15-1	3	770,96	256,99	1	1 износ плунжера насоса
73-НВ1Б-А-32-30-15-2	2	129,67	64,83	2	1 износ плунжера насоса 1 разбито седло клапана
73-НВ1Б-А-32-30-15-2-И	1	82,50	82,50	–	–
Октябрьский завод нефтепромыслового оборудования					
73-НВ1Б-А-27-30-15-2	7	1608,08	229,73	1	1 утечки в клапанах насоса
73-НВ1Б-А-32-30-12-1	1	151,13	151,13	–	1 обрыв штока
73-НВ1Б-А-32-30-12-2	9	1256,83	139,65	2	2 заклинивание плунжера

На Таймурзинском месторождении применяются в основном гуммированные плунжера. Они имеют большой срок службы вследствие использования в одном и том же цилиндре нескольких плунжеров, так как износ цилиндров практически очень мал. Насосы работают с большим коэффициентом подачи и гуммированные плунжера дешевле, чем стальные.

#### Подбор подвесок в условиях Таймурзинского месторождения

Подбор определяется:

- выбором типоразмера насоса и параметров откачки с учётом группы посадки и напора ШГН;
- выбором глубины спуска ШГН с учётом динамического уровня, кривизны ствола скважины, а также прочности колонны штанг;
- прочность колонны штанг задаёт предельную глубину спуска и определяется сопоставлением допустимого и фактического приведённого напряжения в штангах;
- допустимое приведённое напряжение в штангах  $\sigma_{прив}^{доп}$  [МПа] определяется маркой стали и видом термической обработки материала штанг. Конкретные значения определяются по паспортным и справочным данным. Для промышленно выпускаемых отечественных штанг значения  $\sigma_{прив}^{доп}$  находятся в пределах 60–170 МПа;
- фактическое приведённое напряжение в штангах  $\sigma_{прив}^{факт}$  [МПа] определяется условным диаметром плунжера, диаметром и весом в жидкости насосных штанг, гидростатической нагрузкой столба жидкости в НКТ, конструкцией ствола скважины.

Приведённое напряжение в колонне штанг возрастает при увеличении: типоразмера насоса, глубины спуска штанг удельного веса и вязкости жидкости, устьевого давления, сил трения, длины хода и числа двойных ходов плунжера, снижении динамического уровня, при наличии гидратопарафиноотложений в НКТ, мехпримесей в насосе непрямолинейности плунжерной пары. Наличие скребков-центраторов на штангах также приводит к увеличению приведённого напряжения в колонне штанг.

Подбор оборудования ШГН производится при каждом ремонте скважины. Подбор типоразмера ШГН рекомендуется производить по производительности насоса, соответствующей длине хода плунжера  $L = 2,5$  м, с числом двойных ходов плунжера  $N = 4-6$  мин<sup>-1</sup>.

При выборе режима откачки ШГН предпочтение отдаётся максимальной длине хода при минимальном числе двойных ходов плунжера.

При эксплуатации ШГН погружение под динамический уровень ( $h_{пор}$ ) должно составлять для скважин с обводнённостью более 50 % – 350 м (из расчёта обеспечения давления на приёме насоса  $P_{пр} = 3,0$  МПа), для скважин с обводнённостью до 50 % – 430 м (из расчёта обеспечения давления на приёме насоса  $P_{пр} = 3,5$  МПа).

В таблице 2 приведены рекомендуемые глубины спуска ШГН.

Таблица 2 – Рекомендуемые глубины спуска ШГН

Тип ШГН	Область применения, м <sup>3</sup> /сут.	Глубина спуска, м	Штанговая колонна	
			19 мм, %	22 мм, %
НСВ-29	менее 8	1500 – 1550 – 1600	70	30
НСВ-32	5–12	1400 – 1450 – 1500	70	30
НСВ-38	8–17	1300 – 1350 – 1400	65	35
НСВ(Н)-44	10–25	1200 – 1250 – 1300	60	40
НСН-43	свыше 20	950 – 1000 – 1050	45	55
		1100 – 1150 – 1200	–	25–45 % 22–55 %

Применение НСН-43 ввиду незначительной допустимой глубины спуска насоса оправдано при условии создания ограниченных значений депрессии на пласт. В остальных случаях приоритет способа эксплуатации ЭЦН.

#### Связь между дебитом насоса и динамическим уровнем

Дебит – один из важнейших показателей работы нефтяного пласта и добывающего оборудования. Только точное знание этой величины на каждой конкретной скважине позволит выносить заключения о правильной работе системы «пласт – скважина – добывающее оборудование», делать прогнозы и планировать необходимые профилактические работы, которые позволят в дальнейшем избежать аварийных ситуаций, а, следовательно, дорогостоящих ремонтов и остановки добычи нефти. Дебит скважины на нефтяных промыслах прямо пропорционален депрессии на пласт (перепаду между пластовым и забойным давлением), толщине пласта и его проницаемости и обратно пропорционален вязкости нефти.

Основные факторы, определяющие дебит скважины, поддаются регулированию (например, депрессия на пласт, варьирующая на разных месторождениях от 0,2 до 20 МПа). С целью увеличения дебита скважины проводится повышение или поддержание пластового давления в залежах путём нагнетания в них под давлением воды или газа. Снижение забойных давлений в добывающих скважинах достигается увеличением диаметра штуцера или спуском в скважины насоса пониженной производительности. Высокая вязкость нефти снижается прогревом пласта паром или горячей водой.

На примере таблицы замеров по скважине № 6017 можно рассмотреть связь между дебитом насоса и динамическим уровнем, например:

- при динамическом уровне 396 м дебит составляет 36,9 м<sup>3</sup>/сут.
- при динамическом уровне 627 м дебит составляет 53,8 м<sup>3</sup>/сут.

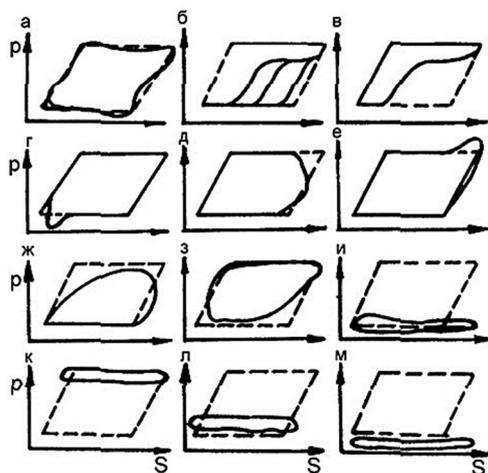
#### Использование насосов после «цехового» ремонта

Подготовку и испытание ШГН на соответствие требованиям ГОСТ, ОСТ и ТУ осуществляет прокатно-ремонтный цех глубинно-насосного оборудования (ПРЦГНО).

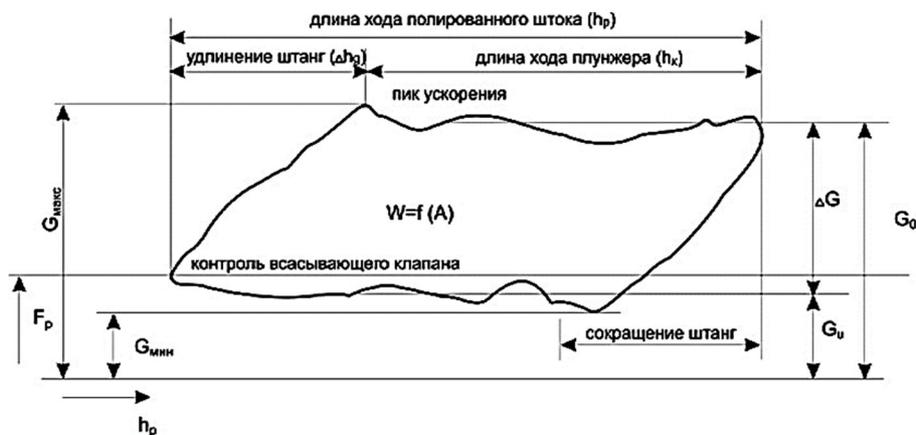
ПРЦГНО производит 100 %-ный входной контроль качества ШГН и запасных частей к ним, производит текущий и капитальный ремонты ШГН и их узлов. Испытанные с замковой опорой (при необходимости) насосы в комплекте с фильтром выдаются заказчику с заполненным эксплуатационным паспортом. При оснащении УСШН дополнительным оборудованием ПРЦГНО готовит насосы с учётом необходимых требований для монтажа дополнительного оборудования. Все насосы перед выдачей должны быть покрыты защитной плёнкой или другим материалом во избежание попадания в них механических примесей и других посторонних предметов, резьбовые соединения должны быть смазаны. Проверка работоспособности насоса осуществляется только в ПРЦГНО.

### Идеальная и рабочие виды динамограмм

Фактическая динамограмма отличается от теоретической и её изучение позволяет определить максимальную и минимальную нагрузки, длины хода штока и плунжера, уяснить динамические процессы в колонне штанг, выявить ряд дефектов и неполадок в работе ШСНУ и насоса (рис. 1, 2).



**Рисунок 1** – Практические динамограммы работы ШСН: а – нормальная тихоходная работа; б – влияние газа; в – превышение подачи насоса над притоком в скважину; г – низкая посадка плунжера; д – выход плунжера из цилиндра невставного насоса; е – удары плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса; ж – утечки в нагнетательной части; и – полный выход из строя нагнетательной части; к – полному выходу из строя всасывающей части; л – полужонтовый характер работы насоса; м – обрыв штанг (пунктиром показаны линии теоретической динамограммы); з – утечки во всасывающей части



**Рисунок 2** – Фактическая динамограмма:  $G_{\min}$  – минимальная нагрузка полированного штока;  $G_{\max}$  – максимальная нагрузка полированного штока;  $G_0$  – вес столба жидкости;  $G_u$  – вес насосных штанг;  $F_p$  – сила трения;  $W = f(A)$  – подъёмная сила, действующая на штанги

Следует отметить, что в настоящее время всё шире используется телеконтроль за работой штанговых скважинных насосов. Анализ многочисленных телединамограмм показал, что при чёткой налаженной работе датчиков по ним можно определить такие явления, как влияние газа, применение уровня, обрыв или отворот штанг, заклинивание плунжера, низкую и высокую посадку насоса, выход из строя клапанов и др. В связи с отсутствием нулевой линии невозможно определить величину пропуска жидкости в приёмной и нагнетательной частях насоса, высоту динамического уровня, степень влияния газа, течь в трубах, коэффициент наполнения насоса и потерю хода  $S$ , а также производить расчёт нагрузок, необходимых для подсчёта напряжения в штангах. Поэтому при исследовательских работах необходимо обязательно пользоваться гидравлическим динамографом.

#### Методы подбора типоразмеров штанг

При работе глубинно-насосной установки на штанги и на трубы действуют различные виды нагрузок – статические от веса штанг и жидкости, силы инерции движущихся масс и др.

Ниже приведён расчёт экстремальных нагрузок на колонну штанг для следующих условий:

- давление на выкиде насоса  $P_{\text{вык}} = 10,3$  МПа;
- плотность жидкости в НКТ  $\rho_{\text{ж}} = 1100$  кг/м<sup>3</sup>;
- плотность материала штанг  $\rho_{\text{шт}} = 7850$  кг/м<sup>3</sup>;
- давление в цилиндре при такте всасывания  $P_{\text{цв}} = 1,753$  МПа;
- диаметр плунжера насоса  $D_{\text{пл}} = 43$  мм;
- длина хода плунжера (полированного штока)  $S = 2$  м;
- число двойных ходов  $n = 5$  кач./мин.;
- глубина спуска насоса  $H_{\text{нас}} = 1050$  м.

Конструкция колонны штанг – двухступенчатая:

- верхняя ступень диаметром  $d_{\text{верх}} = 22$  мм;
- нижняя ступень  $d_{\text{ниж}} = 19$  мм;
- скорость звука в колонне штанг  $a = 4900$  м/с;
- вес одного метра штанг с муфтами в воздухе ( $q_{\text{шт}} = 30,8034$  Н при  $d_{\text{шт}} = 22$  мм и  $q_{\text{шт}} = 40,1229$  Н при  $d_{\text{шт}} = 19$  мм);
- доля штанг данного размера в ступенчатой колонне ( $\varepsilon_i = 0,42$  при  $d_{\text{шт}} = 19$  мм и  $\varepsilon_i = 0,55$  при  $d_{\text{шт}} = 22$  мм).

Вычисляем критерий Коши для определения режима работы установки по формуле:

$$\varphi = \frac{\omega \cdot H_{\text{нас}}}{a}, \quad (1)$$

где  $\omega$  – угловая скорость вращения кривошипа, рад/с:

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30}; \quad (2)$$

$$\omega = \frac{3,14 \cdot 5}{30} = 0,52.$$

Отсюда критерий Коши равен:

$$\varphi = \frac{0,52 \cdot 1050}{4900} = 0,111.$$

Так как параметр Коши меньше 0,35, то режим работы установки статический, можно пользоваться упрощёнными формулами. Рассчитаем коэффициент, учитывающий потерю веса штанг, помещённых в жидкость:

$$K_{\text{арх}} = \frac{(\rho_{\text{шт}} - \rho_{\text{ж}})}{\rho_{\text{шт}}}; \quad (3)$$

$$K_{\text{арх}} = \frac{(7850 - 1100)}{7850} = 0,859.$$

Вычисляем вес колонны штанг в воздухе:

$$P_{\text{шт}} = H_{\text{нас}} \cdot \sum q_{\text{шт}i} \cdot \varepsilon_i; \quad (4)$$

$$P_{\text{шт}} = 1050 \cdot (30,8034 \cdot 0,42 + 40,1229 \cdot 0,55) = 24,493 \text{ кН}.$$

Вычисляем гидростатическую нагрузку на плунжер насоса от веса столба жидкости в НКТ:

$$P_{\text{ж}} = (P_{\text{вык}} - P_{\text{цв}}) \cdot F_{\text{пл}}; \quad (5)$$

$$P_{\text{ж}} = (10,3 - 1,753) \cdot 10^6 \cdot 2,375 \cdot 10^{-3} = 20,29 \text{ кН}.$$

Максимальная нагрузка по формуле И.М. Муравьёва:

$$P_{\max} = P_{\text{ж}} + P_{\text{ум}} \cdot \left( \frac{K_{\text{арх}} + S \cdot n^2}{1440} \right); \quad (6)$$

$$P_{\max} = 20,29 + 24,493 \cdot \left( \frac{0,859 + 1,8 \cdot 15^2}{1440} \right) = 47,92 \text{ кН.}$$

Минимальная нагрузка:

$$P_{\min} = P_{\text{ум}} \cdot \left( \frac{K_{\text{арх}} - S \cdot n^2}{2400} \right); \quad (7)$$

$$P_{\min} = 24,493 \cdot \left( \frac{0,859 - 1,8 \cdot 15^2}{2400} \right) = 16,61 \text{ кН.}$$

Определяем также максимальную нагрузку:

- по формуле И.А. Чарного:

$$P_{\max} = P_{\text{ж}} + P_{\text{ум}} \cdot \left( \frac{K_{\text{арх}} + S \cdot n^2 \cdot \text{tg } \varphi}{1790 \cdot \varphi} \right); \quad (8)$$

$$P_{\max} = 20,29 + 24,493 \cdot \left( \frac{0,859 + 1,8 \cdot 15^2}{1790} \right) = 41,40 \text{ кН.}$$

- по формуле Кемлера.

$$P_{\max} = (P_{\text{ж}} + P_{\text{ум}}) \cdot \left( \frac{1 + S \cdot n^2}{1790} \right); \quad (9)$$

$$P_{\max} = (20,29 + 24,493) \cdot \left( \frac{1 + 1,8 \cdot 15^2}{1790} \right) = 54,61 \text{ кН.}$$

- по формуле Д. С. Слоннеджера.

$$P_{\max} = (P_{\text{ж}} + P_{\text{ум}}) \cdot \left( \frac{1 + S \cdot n}{137} \right); \quad (10)$$

$$P_{\max} = (20,29 + 24,493) \cdot \left( \frac{1 + 1,8 \cdot 15}{137} \right) = 53,61 \text{ кН.}$$

Рассчитываем также минимальную нагрузку:

- по формуле К.Н. Миллса:

$$P_{\min} = P_{\text{ум}} \cdot \left( \frac{1 - S \cdot n^2}{1790} \right); \quad (11)$$

$$P_{\min} = 24,493 \cdot \left( \frac{1 - 1,8 \cdot 15^2}{1790} \right) = 19,12 \text{ кН.}$$

- по формуле Д.С. Слоннеджера:

$$P_{\min} = 0,75 \cdot P_{\text{ум}} - \frac{(P_{\text{ж}} + P_{\text{ум}}) \cdot S \cdot n}{137}; \quad (12)$$

$$P_{\min} = 0,75 \cdot 24,493 - \frac{(20,29 + 24,493) \cdot 1,8 \cdot 15}{137} = 9,86 \text{ кН.}$$

- по формуле Д.О. Джонсона:

$$P_{\min} = P_{\text{шт}} \cdot \left( \frac{K_{\text{арх}} - S \cdot n^2}{1790} \right); \quad (13)$$

$$P_{\min} = 24,493 \cdot \left( \frac{0,859 - 1,8 \cdot 15^2}{1790} \right) = 15,21 \text{ кН.}$$

Как видно из приведённых расчётов, абсолютные значения экстремальных нагрузок по различным формулам отличаются и равны  $P_{\max} = 54,61$  кН и  $P_{\min} = 9,86$  кН.

#### Параметры работы станка-качалки и ШГН

В таблице 3 приведены станки-качалки – индивидуальный механический привод ШСН.

**Таблица 3** – Станки-качалки – индивидуальный механический привод ШСН

Станок-качалка	Число ходов балансира в мин.	Масса, кг	Редуктор
СКД-1,5-710	5 ÷ 15	3270	Ц2НШ-315
СКД4-2,1-1400	5 ÷ 15	6230	Ц2НШ-355
СКД6-2,5-2800	5 ÷ 14	7620	Ц2НШ-450
СКД8-3,0-4000	5 ÷ 14	11600	НШ-700Б
СКД10-3,5-5600	5 ÷ 12	12170	Ц2НШ-560
СКД12-3,0-5600	5 ÷ 12	12065	Ц2НШ-560

В шифре станка-качалки типа СКД, например, СКД8-3-4000, указано: буквы – станок качалка дезаксиальный; 8 – наибольшая допускаемая нагрузка  $P_{\max}$  на головку балансира в точке подвеса штанг, тонн (1 тонна = 10 кН); 3 – наибольшая длина хода устьевого штока, м; 4000 – наибольший допускаемый крутящий момент  $M_{\text{кр}}^{\max}$  на ведомом валу редуктора, кгс/м (1 кгс/м =  $10^{-2}$  кН·м).

Станок-качалка является индивидуальным приводом скважинного насоса (табл. 4).

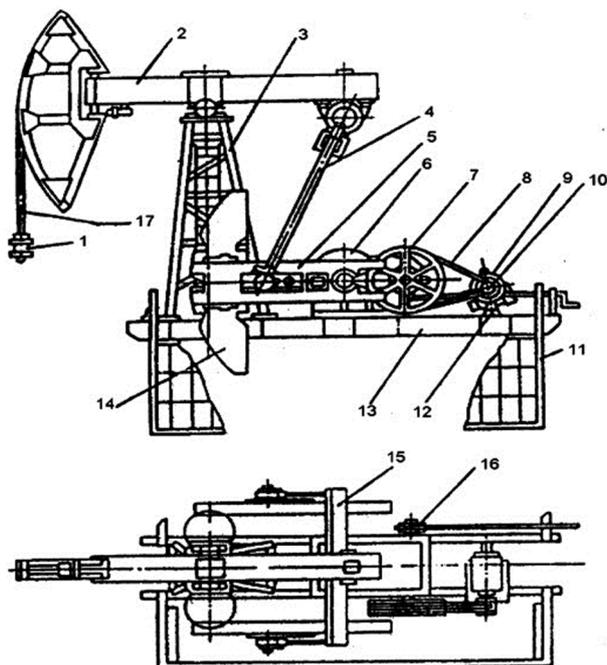
**Таблица 4** – Станок-качалка – индивидуальный привод скважинного насоса

Станок-качалка	Номинальная нагрузка на устьевом штоке, кН	Длина устьевого штока, м	Число качаний балансира, мин.	Мощность электродвигателя, кВт	Масса, кг
СБ80-3-40Т	80	1,3–3,0	1,8–12,7	15–30	12000
СК8-3,0-4000	80	1,4–3,0	4,5–11,2	22–30	11900
ПФ8-3,0-400	80	1,8–3,0	4,5–11,2	2–230	11600
ОМ-2000	80	1,2–3,0	5–12	30	11780
ОМ-2001	80	1,2–3,0	2–8	22 / 33	12060
ПНШ 60-2,1-25	80	0,9–2,1	1,36–8,33	7,5–18,5	8450
ПНШ 80-3-40	80	1,2–3,0	4,3–12,0	18,5–22,0	12400

Основные узлы станка-качалки – рама, стойка в виде усечённой четырёхгранной пирамиды, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирно подвешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами. Станок-качалка комплектуется набором сменных шкивов для изменения числа качаний, т.е. регулирование дискретное. Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель устанавливается на поворотной раме-салазках (рис. 3).

Монтируется станок-качалка на раме, устанавливаемой на железобетонное основание (фундамент). Фиксация балансира в необходимом (крайнем верхнем) положении головки осуществляется с помощью тормозного барабана (шкива). Головка балансира откидная или поворотная для беспрепятственного прохода спускоподъёмного и глубинного оборудования при подземном ремонте скважины. Поскольку головка балансира совершает движение по дуге, то для сочленения её с устьевым штоком и штангами имеется гибкая канатная подвеска. Она позволяет регулировать посадку

плунжера в цилиндр насоса или выход плунжера из цилиндра, а также устанавливать динамограф для исследования работы оборудования.



**Рисунок 3** – Станок-качалка типа СКД: 1 – подвеска устьевая штока; 2 – балансир с опорой; 3 – стойка; 4 – шатун; 5 – кривошип; 6 – редуктор; 7 – ведомый шкив; 8 – ремень; 9 – электродвигатель; 10 – ведущий шкив; 11 – ограждение; 12 – поворотная плита; 13 – рама; 14 – противовес; 15 – траверса; 16 – тормоз; 17 – канатная подвеска

Амплитуду движения головки балансира регулируют путём изменения места сочленения кривошипа с шатуном относительно оси вращения (перестановка пальца кривошипа в другое отверстие).

За один двойной ход балансира нагрузка на станок-качалку неравномерная. Для уравнивания работы станка-качалки помещают грузы (противовесы) на балансир, кривошип или на балансир и кривошип. Тогда уравнивание называют соответственно балансирным, кривошипным (роторным) или комбинированным.

Блок управления обеспечивает управление электродвигателем станка-качалки в аварийных ситуациях (обрыв штанг, поломки редуктора, насоса, порыв трубопровода и т.д.), а также самозапуск станка-качалки после перерыва в подаче электроэнергии.

Выпускают станок-качалку с грузоподъёмностью на головке балансира от 2 до 20 тонн.

Электродвигателями к станку-качалке служат короткозамкнутые асинхронные во влагоморозостойком исполнении трёхфазные электродвигатели серии АО и электродвигатели АО2 и их модификации АОП2.

Частота вращения электродвигателей 1500 и 500 мин<sup>-1</sup>.

В настоящее время российскими заводами освоены и выпускаются новые модификации станков-качалок: СКДР и СКР (унифицированный ряд из 13 вариантов грузоподъёмностью от 3 до 12 тонн), СКБ, СКС, ПФ, ОМ, ПШГН, ЛП-114.00.000 (гидрофицированный). Станки-качалки для временной добычи могут быть мобильными (на пневмоходу) с автомобильным двигателем.

### Литература

1. Оборудование для добычи нефти / А.А. Арутюнов [и др.]. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2014. – 182 с.
2. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.

3. Конструкторско-технологическое обеспечение способов одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых объектов месторождений / Т.Н. Иванова [и др.]. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2020. – 276 с.
4. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский [и др.]. – М. : Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2002. – 824 с.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти : учеб. пособие. – М. : Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2003. – 583 с.
6. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
7. Абдуллаева Г.Г. Проблемы штанговых глубинно-насосных установок: нейронные сети диагностики технического состояния нефтескважинного оборудования / Г.Г. Абдуллаева, З.И. Меликзадзе // Актуальные проблемы современного образования. – 2018. – Т. 2. – С. 31–38.
8. Анализ эффективности работы фонда скважин НГДУ «Джалильнефть», оборудованных ШГНУ / Р.А. Ахметшин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 8. – С. 54–59.
9. Бондаренко В.А. Исследование методов и технологий управления осложнениями, обусловленных пескопроявлениями / В.А. Бондаренко, О.В. Савенок // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2014. – № S5-1. – С. 3–27.
10. Дядечко О.О. Оценка эффективности балансировки станка-качалки на примере одного из обществ ПАО «НК «Роснефть» / О.О. Дядечко, Д.А. Аюпов // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 12(636). – С. 49–53.
11. Икмасов Г.Б. Анализ работы ШГНУ по эксплуатационному фонду скважин месторождения Узень / Г.Б. Икмасов, Р.А. Отаров, Ж.К. Уалиев // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы Международной научно-практической конференции (25–28 октября 2017 года, г. Альметьевск). – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. – С. 203–208.
12. Кусов Г.В. Классификация отказов и анализ работы технологического нефтепромыслового оборудования в условиях Крайнего Севера / Г.В. Кусов, В.С. Богатырев, О.В. Савенок // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 7. – С. 64–68.
13. Манахов В.А. Диагностирование штанговых скважинных насосных установок по параметрам динамограммы // Энергия молодёжи для нефтегазовой индустрии: материалы IV Международной научно-практической конференции молодых учёных (16–18 октября 2019 года, г. Альметьевск). – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт, 2019. – С. 403–407.
14. Машили Н.С. Применение косвенного метода для определения обводнённости нефти по динамограмме / Н.С. Машили, А.С. Хисматуллин, М.С. Муллакаев // Наука и бизнес: пути развития. – 2020. – № 12(114). – С. 133–135.
15. Графоаналитический метод исследования глубинно-насосных скважин / И.О. Орлова [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 6. – С. 36–38.
16. Савенок О.В. Особенности эксплуатации добывающих скважин Западной Сибири / О.В. Савенок, Л.В. Поварова, А.С. Скиба // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 164–167.
17. Сибатуллин Р.Р. Обобщённый алгоритм диагностики работы штанговых установок / Р.Р. Сибатуллин, Р.А. Майский // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 3(109). – С. 69–77.
18. Устройство для увеличения межремонтного периода работы штангового насоса / О.В. Савенок [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 7(655). – С. 64–66.
19. Шаблий И.И. Анализ проблем эксплуатации малобитных скважин, оборудованных ШСНУ, в условиях Дарьинского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 2. – С. 280–304.
20. Шиян С.И. Устройство поддержания расчётного перепада давления в межтрубном пространстве путём перепуска затрубного газа в выкидной трубопровод / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 3(651). – С. 56–58.
21. Шиян С.И. Гидроударное устройство для очистки призабойной зоны скважины / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 5(653). – С. 69–71.
22. Шиян С.И. Повышение надёжности работы всасывающего клапана штангового насоса / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 8(656). – С. 41–44.
23. Патент № 2779979 РФ. Перепускной клапан / А.Е. Верисокин, С.И. Шиян, И.И. Шаблий; Патентообладатель ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет». № 2022110250; заявл. 15.04.2022; опубл. 16.09.2022. – Бюл. № 26.
24. Патент № 2770966 РФ. Гидроударное устройство / А.Е. Верисокин, С.И. Шиян, И.И. Шаблий; Патентообладатель ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»: № 2021131419; заявл. 27.10.2021; опубл. 25.04.2022. – Бюл. № 12.

25. Патент № 2771831 РФ. Всасывающий клапан штангового насоса / А.Е. Верисокин, А.Ю. Верисокина, С.И. Шиян, И.И. Шаблий; Патентообладатель ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»: № 2021129045; заявл. 05.10. 2021; опубл. 12.05.2022. – Бюл. № 14.
26. Патент № 211948 РФ. Клапан золотниковый / О.В. Савенок, Н.Х. Жарикова, И.И. Шаблий, Р.Р. Ситёв; Патентообладатель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»: № 2022111771; заявл. 29.04.2022; опубл. 29.06.2022. – Бюл. № 19.

## References

1. Equipment for oil production / A.A. Arutyunov [et al.]. – Krasnodar : ООО «Izdatel'skiy Dom – Yug», 2014. – 182 p.
2. Bulatov A.I. Major underground repairs of oil and gas wells: in 4 volumes / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : ООО «Izdatel'skiy Dom – Yug», 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Design and technological support for methods of simultaneous and separate operation of multi-layer deposit objects / T.N. Ivanova [et al.]. – Krasnodar : ООО «Izdatel'skiy Dom – Yug», 2020. – 276 p.
4. Downhole pumping units for oil production / V.N. Ivanovsky [et al.]. – M. : Publishing house «Oil and Gas» Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkina, 2002. – 824 p.
5. Mishchenko I.T. Downhole oil production : textbook. – M. : Publishing house «Oil and Gas» Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkina, 2003. – 583 p.
6. Savenok O.V. Optimizing the functioning of operational equipment to improve the efficiency of oil field systems with difficult production conditions. – Krasnodar : ООО «Izdatel'skiy Dom – Yug», 2013. – 336 p.
7. Abdullaeva G.G. Problems of sucker rod pumping installations: neural networks for diagnosing the technical condition of oil production equipment / G.G. Abdullaeva, Z.I. Melikzade // Current problems of modern education. – 2018. – Vol. 2. – P. 31–38.
8. Analysis of the efficiency of the well stock of NGDU «Jalilneft» equipped with SHPU / R.A. Akhmetshin [et al.] // Oilfield business. – 2005. – № 8. – P. 54–59.
9. Bondarenko V.A. Research of methods and technologies for managing complications caused by sand manifestations / V.A. Bondarenko, O.V. Savenok // Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal). – 2014. – № S5-1. – P. 3–27.
10. Dyadechko O.O. Assessing the efficiency of balancing a pumping machine using the example of one of the companies of PJSC NK Rosneft / O.O. Dyadechko, D.A. Ayupov // Oilfield business. – 2021. – № 12(636). – P. 49–53.
11. Ikmashov G.B. Analysis of the work of the ShGPU on the operational well stock of the Uzen field / G.B. Ikmashov, R.A. Otarov, Zh.K. Ualiev // Achievements, problems and prospects for the development of the oil and gas industry: materials of the International Scientific and Practical Conference (October 25–28, 2017, Almet'yevsk). – Almet'yevsk : Almet'yevsk State Oil Institute, 2018. – P. 203–208.
12. Kusov G.V. Classification of failures and analysis of the operation of technological oilfield equipment in the Far North / G.V. Kusov, V.S. Bogatyrev, O.V. Savenok // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 7. – P. 64–68.
13. Manakhov V.A. Diagnosis of sucker rod pumping units using dynamogram parameters // Youth energy for the oil and gas industry: materials of the IV International Scientific and Practical Conference of Young Scientists (October 16–18, 2019, Almet'yevsk). – Almet'yevsk : Almet'yevsk State Oil Institute, 2019. – P. 403–407.
14. Mashili N.S. Application of an indirect method for determining oil water cut using a dynamogram / N.S. Mashili, A.S. Khismatullin, M.S. Mullakaev // Science and business: ways of development. – 2020. – № 12(114). – P. 133–135.
15. Graphic-analytical method for studying deep-pumping wells / I.O. Orlova [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2012. – № 6. – P. 36–38.
16. Savenok O.V. Peculiarities of operation of producing wells in Western Siberia / O.V. Savenok, L.V. Povarova, A.S. Skiba // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 164–167.
17. Sibagatullin R.R. Generalized algorithm for diagnosing the operation of rod installations / R.R. Sibagatullin, R.A. Maisky // Problems of collection, preparation and transport of oil and petroleum products. – 2017. – № 3(109). – P. 69–77.
18. Device for increasing the overhaul period of a sucker rod pump / O.V. Savenok [et al.] // Oilfield business. – 2023. – № 7(655). – P. 64–66.
19. Shabliy I.I. Analysis of the problems of operating low-yield wells equipped with self-propelled pumping units in the conditions of the Darya oil field // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 2. – P. 280–304.

20. Shiyan S.I. Device for maintaining the calculated pressure drop in the interpipe space by bypassing annular gas into the flow pipeline / S.I. Shiyan, I.I. Chabliy // Oilfield business. – 2023. – № 3 (651). – P. 56–58.
21. Shiyan S.I. Hydraulic shock device for cleaning the bottomhole zone of a well / S.I. Shiyan, I.I. Chabliy // Oilfield business. – 2023. – № 5(653). – P. 69–71.
22. Shiyan S.I. Increasing the reliability of the suction valve of a sucker rod pump / S.I. Shiyan, I.I. Chabliy // Oilfield business. – 2023. – № 8(656). – P. 41–44.
23. Patent № 2779979 RF. Bypass valve / A.E. Verisokin, S.I. Shiyan, I.I. Chablius; The patent holder is the North Caucasus Federal University. № 2022110250; application 04/15/2022; publ. 09/16/2022. Bull. № 26.
24. Patent № 2770966 RF. Water hammer device / A.E. Verisokin, S.I. Shiyan, I.I. Chablius; Patent holder of the Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education «North Caucasus Federal University»: № 2021131419; application 10/27/2021; publ. 04/25/2022. Bull. № 12.
25. Patent № 2771831 RF. Suction valve of a sucker rod pump / A.E. Verisokin, A.Yu. Verisokina, S.I. Shiyan, I.I. Chablius; Patent holder of the Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education «North Caucasus Federal University»: № 2021129045; statement 05.10.2021; published 05/12/2022. – Bulletin № 14.
26. Patent No. 211948 RF. Spool valve / O.V. Savenok, N.Kh. Zharikova, I.I. Shabliy, R.R. Sitev; Patent holder FSBEI HE «St. Petersburg Mining University»: № 2022111771; statement 04/29/2022; published 06/29/2022. – Bulletin № 19.