

УДК 622.276.054.22

**АНАЛИЗ РАБОТЫ ШТАНГОВЫХ СКВАЖИННЫХ НАСОСНЫХ
УСТАНОВОК НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**



**ANALYSIS OF THE OPERATION OF SUCKER ROD PUMPING UNITS
USING THE EXAMPLE OF AN OIL FIELD
IN THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS PROVINCE**

Шаблий И.И.

аспирант,
Кубанский государственный технологический университет
ilyashabliy0209@gmail.com

Аннотация. В статье выполнен анализ работы штанговых скважинных насосных установок на примере нефтяного месторождения, расположенного на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Проведённый анализ работы ШСНУ показал, что на рассматриваемом месторождении доля штанговых насосов не велика (36 %), добыча нефти по ним составляет 208 тонн/сут. (15 %). Показано, что главными причинами преждевременных отказов являются протёртость штанг и насосно-компрессорных труб (23 %); утечки в приёмном клапане (11 %) и утечки в нагнетательном клапане (8 %). На основе проведённого анализа можно порекомендовать для рассматриваемого месторождения, а также для промыслов, эксплуатирующих штанговые насосы, имеющие скважины с большой величиной кривизны, использовать низкочастотный (2–3 качания в минуту), длинноходовой (2,5–3,5 м) режим работы. Для его реализации следует применять промежуточные редуктора, понижающие число качаний, а также другие устройства, например, тиристорные преобразователи частоты или различные вариаторы.

Ключевые слова: штанговые скважинные насосные установки; основные причины отказов ШСНУ; классификация и конструктивные особенности глубоких штанговых насосов; конструктивные особенности глубоких штанговых насосов; вставные глубокие штанговые насосы; исполнение деталей насосов глубоких штанговых насосов; приведение параметров ШСНУ к оптимальному виду.

Shabliy I.I.

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

Annotation. The article analyzes the operation of sucker rod pumping units using the example of an oil field located on the territory of the West Siberian oil and gas province. The analysis of the operation of the pumping unit showed that in the field under consideration the share of sucker rod pumps is not large (36 %), oil production through them is 208 tons/day. (15 %). It has been shown that the main reasons for premature failures are abrasion of rods and tubing pipes (23 %); foot valve leaks (11 %) and discharge valve leaks (8 %). Based on the analysis, it can be recommended for the field under consideration, as well as for fields operating rod pumps with wells with a large amount of curvature, to use low-frequency (2–3 swings per minute), long-stroke (2.5–3.5 m) operating mode. To implement it, you should use intermediate gearboxes that reduce the number of swings, as well as other devices, for example, thyristor frequency converters or various variators.

Keywords: sucker rod pumping units; the main causes of failures of the self-propelled pumping unit; classification and design features of deep-well sucker rod pumps; design features of deep-well sucker rod pumps; insert deep-well sucker rod pumps; execution of pump parts for deep-well sucker rod pumps; bringing the parameters of the self-propelled control unit to the optimal form.

В настоящее время на нефтяных промыслах всё ещё широко используются штанговые скважинные насосные установки (ШСНУ). Это связано с тем, что для добычи нефти при дебитах скважин менее 50 м³/сут. не создано ещё достаточно надёжного, долговечного и в тоже время недорогого насоса другого типа, как, например, винтового, центробежного или диафрагменного. И, несмотря на многие свои недостатки, штанговые насосы удовлетворяют этим требованиям.

К недостаткам ШСНУ можно отнести большую металлоёмкость, необходимость строительства свайного поля и установки станка-качалки, быстрый износ оборудования и выход из строя насосной установки.

Основными причинами отказов ШСНУ, как правило, являются протёртости штанг и труб, утечки в клапанах, негерметичность плунжера, соле- и парафиноотложение, коррозия металла. На рассматриваемом месторождении применяются насосы заводов «Ижнефтемаш», Пермского завода «ПКМК» и ранее применялись небольшими

партиями «Trico» (США) и «MVA» (Австрии). Из отечественных насосов предпочтение в последнее время отдаётся продукции завода «Ижнефтемаш». При проведении анализа работы ШСНУ на рассматриваемом месторождении нами поставлена задача определить, как работают эти насосы в условиях данного промысла, установить основные причины выхода из строя этих установок, предложить способы продления сроков их наработки на отказ, посчитать ожидаемый экономический эффект от внедрения этих предложений.

Основной сложностью данной работы явилось отсутствие чёткой информации о причинах выхода из строя скважин до середины 1998 года. Разбор проводился на устье скважины в присутствии мастеров ПРС и ЦДНГ или старших операторов, а иногда не проводился вообще. Производился визуальный осмотр НКТ, штанг, опрессовка или замена НКТ, спускался новый насос. Поэтому в графе «Причина ремонта» часто можно было встретить записи типа: «Утечки в клапанах», «Утечки в трубах» или даже «Нет опрессовки». В 1998 году с передачей всех материалов и документов ОАО «ЛУКойл – Урайнефтегаз» в ООО «ЛУКойл – Западная Сибирь» ситуация начала меняться. Насосы, не отработавшие 270 сут. после ремонта и 360 сут. новые, стали подвергаться обязательному комиссионному разбору на устье и на центральной базе производственного обслуживания, а также НГДУ и УРС, где определяются причины в преждевременном отказе насоса. Были созданы графики ежеквартального отбора проб на мехпримеси. Стали подвергаться периодической обработке ингибиторами скважины, в которых обнаружены солепроявления при ремонтах или отборе проб после проведения соответствующего химического анализа.

По последнему слову техники оборудована центральная база производственного обеспечения, где на современных испытательных стендах проходят проверку и диагностику насосно-компрессорные трубы и глубинные штанговые насосы. Сюда входят: опрессовка насоса, шаблонирование, приработка клапанной пары, лазерная проверка на криволинейность, испытание резьб под нагрузкой. Этим операциям подвергаются как ремонтные, так и новые насосы.

Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое месторождение расположено на территории Ханты-Мансийского автономного округа в Кондинском районе в 70 км северо-восточнее города Урая и 540 км северо-северо-западнее города Тюмени, принадлежит к группе месторождений Шаимского региона и находится на востоке их центральной части. Залежь состоит из четырёх частей – Западной, Южной, Малой и Восточной.

Месторождение открыто в 1966 году. На основании приказа МНП № 334 от 26.06.1973 г. разбурены скважины № 5, 6, 9, 8, 33, 34, 42, 46 и 1184 р и получена нефть с дебитом 65 тонн/сут. фонтаном с переливом в 20 атм. После этого началось разбуривание месторождения – пробурены 56 скважин, откуда нефть собиралась на 6 замерных установок. Объёмы добычи в 1974 году составили ≈ 31 тыс. тонн нефти при обводнённости продукции 1 %.

История освоения месторождения

В 1992 году после анализа разработки месторождения принято решение о разбуривании уплотняющей сетки скважин – пробурено дополнительно 39 скважин и обустроено 12 кустов. Это привело к увеличению объёмов добычи с 405 до 576 тонн/сут. к 1998 году при обводнённости 90 %.

Начиная с 1994 года, месторождение вступило в третью стадию разработки, для которой характерно применение технологий по повышению нефтеотдачи пластов, что выразилось в проведении систематических солянокислотных обработок призабойных зон пласта и закачке ингибиторов против солеотложения.

В 1996-1998 гг. проведены гидроразрывы пласта на скважинах № 3994, 1596, 1597, 1963, 1692, 1694, 1970, 1991 и 1990. Эффект получен только на последних трёх скважинах. Скважина № 1991 увеличила дебит жидкости с 1,2 до 17 тонн/сут при обводнённости 12 %, скважина № 1990 – с 5,6 до 47 тонн/сут. при обводнённости 54 %, скважина № 1970 – с 0,3 до 9 тонн/сут. при обводнённости 45 %.

Сначала «с колёс», а затем из построенной стационарной станции закачки стеклополимеров в тёплое время года систематически проводится закачка различных вяз-

ких суспензий и взвесей в нагнетательные скважины. Это приводит к закупориванию промытых каналов пласта и перераспределению потоков жидкости, что, в свою очередь, ведёт к более качественному вымыванию нефти из пор и снижению обводнённости продукции.

В 1997 году с внедрением динамографов нового типа марки «СИДДОС» повысилось качество исследований насосов – кроме динамограммы на компьютере можно было получать тест на работоспособность клапанов.

В январе 2000 года по результатам сейсморазведки и в связи с улучшившимся финансовым положением севернее Западной залежи пробурены 2 разведочные скважины № 10516 и 10517, из которых получен значительный приток чистой нефти, что позволяет предполагать развитие новой страницы в истории месторождения.

Нефтегазоносность месторождения

В пределах рассматриваемого месторождения основные залежи нефти приурочены к базальным песчано-алевритовым отложениям пласта «П» абалакской свиты.

Промышленные притоки нефти на Восточной залежи получены из отложений тюменской свиты.

Продуктивный горизонт «П» известен как основной нефтеносный объект в пределах всего Шаимского района. Характерной особенностью строения залежей нефти горизонта «П» является то, что базальные песчаники пласта «П» залегают в эрозионно-тектонических ложбинах фундамента в виде отдельных полей, имеющих сложную конфигурацию, выклиниваясь к сводам поднятий, где на поверхности фундамента непосредственно залегают аргиллиты волжского яруса. Залежи относятся к структурно-литологическому типу.

По данным разведочного и эксплуатационного бурения месторождение расчленяется на ряд самостоятельных залежей зонами отсутствия продуктивного пласта «П» – Северо-Западную, Западную I, Западную II, Южную, Восточную и Малую.

От участков отсутствия пласта в направлении пологих склонов и заливообразных прогибов между ними мощность пласта «П» постепенно увеличивается. Нарращивание мощности пласта «П» происходит за счёт появления в разрезе более древних отложений от кимериджских до келловейских.

В пределах Восточной залежи выявлены песчано-глинистые отложения тюменской свиты. Отложения тюменской свиты имеют локальное распространение, что связано со специфичностью их образования, и приурочены, в основном, к заливообразным прогибам.

По кровле пласта «П» поднятие оконтуривается на западе изогипсой – 1610 м, в восточном направлении происходит постепенное погружение структуры.

Обоснование ВНК залежей произведено на основании изучения промыслово-геофизических материалов, испытаний, исследований и эксплуатации скважин. По некоторым участкам залежей рассматриваемого месторождения ВНК проводится по данным эксплуатационного бурения и опробования эксплуатационных скважин. Связано это, во-первых, с редкой сетью вертикальных скважин и всеми построениями, выполненными по эксплуатационным скважинам, а во-вторых, если ВНК будет проведено только по разведочным скважинам, то часть эксплуатационных скважин, давших приток нефти с более низких отметок, окажется за контуром нефтеносности, поэтому в таких случаях ВНК проводится по эксплуатационным скважинам.

На Восточной залежи промышленная нефтеносность установлена в пласте «П» и в отложениях тюменской свиты. Притоки нефти получены из отложений коры выветривания.

На залежи пробурено 119 скважин, из них 24 разведочных и 95 эксплуатационных. Притоки нефти получены в 96 скважинах. Залежь разбурена по эксплуатационной сетке. Залежь разрабатывается с 1974 года.

Отложения коры выветривания имеют незначительное распространение, вскрыты одиночными скважинами и, в основном, в соседних скважинах не прослеживаются.

В скважине № 1190 получен приток нефти дебитом 6,4 тонн/сут. Скважина расположена на северо-западе от основной залежи. В скважине № 29 приток нефти 0,43 м³/сут. В скважине № 1593 по данным ГИС нефтенасыщенные мощности не выделяются, что связано с недовыполнением комплекса.

Площадное распространение коллекторов коры выветривания отмечается на участке скважин № 1565 и 1575.

Подсчитывать запасы нефти по отложениям коры выветривания отдельным объектом считается нецелесообразным. Чтобы не занижить запасы нефти по залежи в целом, нефтенасыщенная мощность коры выветривания скважины № 1575 включается в подсчётный план пласта «П». Во избежание завышения запасов за счёт высоких подсчётных параметров, принятых для пласта «П», нефтенасыщенная мощность по скважине № 1565 в подсчёт не включается.

Продуктивные отложения тюменской свиты залегают в заливообразном прогибе широтного простирания в центральной части залежи.

Притоки нефти получены из скважин № 1524, 1532, 1536, 1537, 1551, 1552 и 1563. Дебиты нефти колеблются от 2,5 тонн/сут. (скважина № 23) до 35 тонн/сут. (скважина № 1537).

Эффективные нефтенасыщенные мощности изменяются от 1,2 м (скважина № 1535) до 11,5 м (скважина № 1563). Средневзвешенная эффективная мощность 2,68 м. Раздельно продуктивные отложения тюменской свиты опробованы в скважинах № 23, 1536, 1537, 1563 и 1576.

В скважинах, пробуренных около внутреннего контура нефтеносности, по материалам ГИС пласт нефтенасыщен до отметки – 1786,3 м (скважина № 1535).

В скважине № 1537 приток безводной нефти получен в интервале отметок – 1795,5–1799,7 м.

В водонефтяной зоне приток нефти получен с отметки – 1796,4 м в скважине № 1536. Водонасыщенный пласт по данным ГИС вскрыт в скважинах № 1546 и 1538 на отметках – 1805,5 м и – 1809,2 м соответственно.

При опробовании приток пластовой воды получен в интервале – 1833–1842 м в скважине № 44.

По данным опробования и материалам ГИС ВНК для отложений тюменской свиты принимается на отметке – 1800 м. Размеры залежи 5,5 × 4,0 км, высота – 96 м. Тип залежи – структурно-литологический.

На севере Восточной залежи в скважине № 1576 продуктивный пласт тюменской свиты опробован в интервале отметок – 1792,2–1798,5 м, получен приток нефти дебитом 10 тонн/сут. По данным ГИС пласт нефтенасыщен до отметки – 1801,7 м. На данном участке отложения тюменской свиты вскрыты скважинами № 1581 и 38. В скважине № 36 при совместном опробовании с пластом «П» в интервале отметок – 1804,2–1831,2 получен приток пластовой воды. В скважине № 1581 по данным ГИС пласт в интервале отметок – 1810,7–1814,6 м водонасыщен. ВНК на данном участке принят условно на отметке – 1801,7 м по подошве нефтенасыщенного пропластка в скважине № 1576.

Размеры залежи 1,0 × 0,5 км, высота – 12 м.

Залежь нефти пласта «П» является основным объектом разработки с 1974 года. Максимальные первоначальные дебиты при опробовании скважин достигали 200 тонн/сут. (скважины № 1534 и 1535). Максимальная эффективная нефтенасыщенная мощность вскрыта скважиной № 8 и составляет 18 м. Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная мощность по залежи 8,0 м.

По результатам разведочного и эксплуатационного бурения уточнились границы залежи по сравнению с предыдущим подсчётом запасов, как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения.

От соседних залежей Восточная залежь отделяется зоной отсутствия продуктивного пласта, протянувшейся непрерывной полосой через скважины № 1196, 37, 29, 1511, 24, 19, 1575 и 31.

Скважиной № 1579 вскрыты заглинизированные отложения пласта «П» при испытании в интервале глубин 1938–1964 м (а.о. – 1754,2–1780,2 м), притока не получено.

В скважинах, пробуренных около внутреннего контура нефтеносности, подошва нефтенасыщенных пластов вскрыта в интервале отметок – 1761 м (скважина № 1503) – 1793,8 (скважина № 43). Наиболее низкая отметка получения чистой нефти по этим скважинам – 1793,4 м (скважина № 43).

Безводные притоки нефти на наиболее низких гипсометрических отметках подошвы интервала перфорации получены из скважин № № 43, 1539 и 1546 с абсолютных отметок – 1793,4 м, 1792,2 м и 1796 м соответственно.

Притоки пластовой воды получены в скважинах № 36, 44 и 1549. Кровля продуктивных коллекторов в этих скважинах вскрыта на абсолютных отметках – 1805,0 м, 1797,6 м и 1803,6 м.

При опробовании скважины № 1569 в интервале отметок – 1795,6–1800,2 м получен приток пластовой воды с нефтью. По данным ГИС пласт нефтенасыщен до отметки – 1796 м.

При опробовании скважины № 43 в интервале отметок – 1776,4–1793,4 м получен приток нефти дебитом 106 тонн/сут. По данным ГИС в скважинах № 1538 и 1550 пласт нефтенасыщен до отметок – 1795,4 м и 1795,6 м соответственно. ВНК по залежи принят на отметке – 1796 м.

При опробовании скважины № 46, пробуренной в юго-западной части залежи, получен приток газа с конденсатом. В процессе дальнейшего разбуривания залежи притока газа по соседним скважинам не получено.

Размеры залежи 9,5 × 7,0 км, высота 96 м.

Тип залежи – структурно-литологический.

Режим залежей

Динамика вод юрского водоносного комплекса изучена полно. Замеры давления производились практически во всех опробованных скважинах. По данным замеров пластовых давлений и статических уровней установлено, что напоры вод уменьшаются с запада на восток. Гидроизопьезы имеют практически меридиональное направление. Можно полагать, что областью питания служат восточные предгорья Урала.

Режим залежей рассматриваемого месторождения связан с характером площадного распространения пород юрского комплекса и динамикой подземных вод. Проницаемые породы комплекса характеризуются непостоянством площадного распространения и невысокими коллекторскими свойствами.

Коллекторские свойства песчаников пласта «П» в пределах месторождения и за контуром залежи высокие. Поэтому можно сказать, что существует достаточно хорошая связь залежи с законтурной зоной и часть падения давления в залежи компенсирована за счёт упругих сил законтурных вод. Однако при существующих высоких темпах отбора упругих сил для поддержания давления в залежи явно недостаточно. Поэтому в настоящее время организовано поддержание пластового давления в залежах путём внутриконтурной закачки.

Контроль над разработкой месторождения

Виды контроля можно условно разделить на *прямой* и *косвенный*.

К прямому относится непосредственный контроль за текущим состоянием каждой скважины. Сюда относится ежедневная проверка работы насосных установок, замер дебита добывающих и объёма закачки нагнетательных скважин, замер буферного давления на скважинах ППД, замер статического и динамического уровней, снятие диаграмм работы штанговых насосов, кривой восстановления уровня, кривых восстановления и падения давлений, гидропрослушивание пласта, геофизические исследования, отбор проб.

К косвенным видам контроля можно отнести обработку данных, полученных при прямом контроле, их анализ и прогнозирование ситуации.

Пробы имеют различное назначение и периодичность.

Для контроля добывающих скважин:

- на обводнённость продукции собирается еженедельно с целью контроля над обводнённостью;
- на количество взвешенных частиц собирается ежеквартально и после ремонта скважины с целью установления количества мехпримесей, выносимых из пласта и закачиваемых с жидкостью глушения при ремонте или промывке скважины;
- на остаточное содержание ингибитора или химреагента собирается по графику через 14 дней после закачки с целью контроля за выносом этих веществ на поверхность;

- на полный химический анализ проба берётся внепланово, когда необходимо определить наличие и состав солей или агрессивности среды.

Для контроля нагнетательных скважин:

- на остаточное содержание нефтепродуктов проба собирается ежемесячно для контроля работы установки предварительного сброса воды;
- на КВЧ (мехпримеси) проба берётся также ежемесячно для контроля их за качки в пласт с поверхности.

Все указанные виды проб собираются также и на ДНС, УПСВ, КНС для информации по месторождению в целом.

Пробы обрабатываются в специальных лабораториях Цеха научно-исследовательских и производственных работ на промыслах и в головной части, находящейся в городе Урае. Там, где необходима высокая точность, пробы пропускаются через специальные перегонные аппараты либо через систему фильтров в случае исследования проб на мехпримеси.

Для исследования приёмистости пласта производится снятие кривой восстановления давления. Для этого нагнетательная скважина закрывается на несколько часов, чтобы выровнялись забойное и пластовое давления, после чего до забоя спускается глубинный манометр с устройством, фиксирующим изменения давления во времени, и скважина запускается. После того, как скважина войдёт в обычный режим работы, прибор поднимают на поверхность, а полученный график расшифровывают.

Для получения коэффициента продуктивности пласта на добывающей скважине выполняют сходные операции, но скважину сначала осваивают компрессором, затем давление в скважине стравливается до атмосферного, и скважина закрывается, после чего забойное давление выравнивается с пластовым, оставляя отметку на самописце прибора.

Для исследования призабойной зоны применяется построение индикаторной диаграммы. Для этого добывающую скважину останавливают и отбивают эхолотом уровень через одинаковые отрезки времени до момента восстановления статического уровня.

С помощью геофизических исследований на уже обсаженной скважине в основном определяется состояние обсадной колонны и определение приёмистости нагнетательной скважины.

Метод гидропрослушивания применяется для определения меры воздействия нагнетательной скважины на близлежащие добывающие. Для этого останавливается закачка в нагнетательную скважину и наблюдается снижение во времени пластового давления в добывающих.

Одним из наиболее часто встречающихся на практике видов исследования является исследование работы штанговых насосных установок. Для этого применяются различные виды динамографов. На вооружении рассматриваемого месторождения находятся динамографы «Сиддос», «Сиддос-мини» и эхолоты типа «Суддос» производства Томского конверсионного предприятия «Сиам».

Прибор «Сиддос-мини» представляет собой компактную струбцину с встроенным пьезодатчиком, мини-ЭВМ с жидкокристаллическим экраном, устройством для разведения траверсы. Кроме распечатывания динамограммы этот прибор даёт информацию о длине хода, частоте качаний и показывает утечки в клапанах насоса. Данные можно вывести на компьютер, либо сразу на термопечатающее устройство.

Классификация и конструктивные особенности ГШН

Глубинные (скважинные) штанговые насосы (ГШН) являются наиболее распространённым видом насосов, предназначенных для подъёма жидкости из нефтяных скважин.

ГШН предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкостей с температурой не более 130 °С, обводнёностью не более 99 % по объёму, вязкостью до 0,3 Па · с, минерализацией воды до 10 г/л, содержанием механических примесей до 3,5 г/л, свободного газа на приёме не более 25 %, сероводорода не более 50 мг/л и концентрацией ионов водорода рН 4,2–8,0.

Производство штанговых насосов на ОАО «Ижнефтемаш» организовано в 1994 году. По конструктивному и материальному исполнениям, качеству изготовления насо-

сы отвечают требованиям стандартов и соответствуют современному уровню производимых в мире насосов.

Конструктивные особенности глубинных штанговых насосов:

- насосы состоят из цельного неподвижного цилиндра с удлинителями, подвижного плунжера, нагнетательного и всасывающего клапанов и замка;
- удлинители навёртываются на цилиндр по одному с каждой стороны. Наличие удлинителей позволяет выдвигать плунжер из цилиндра при работе насоса, при этом предотвращаются отложения на внутренней поверхности цилиндра, что исключает заедание плунжера и создаёт благоприятные условия при проведении ремонта;
- детали глубинных насосов, находящиеся под напряжением, изготовлены из высоколегированных сталей и сплавов, что обеспечивает длительную безотказную работу насосов;
- герметичность посадки насосов ГШН, резьбовых соединений, полная взаимозаменяемость всех деталей насоса обеспечены высокой точностью их изготовления;
- по присоединительным размерам и резьбам все насосы модифицированы под отечественное скважинное оборудование.

Условия эксплуатации:

- обводнённость – до 99 %;
- содержание механических примесей – до 1,3 г/л;
- содержание свободного газа на приёме насоса – до 20 % от объёма;
- минерализация – до 10 г/л;
- концентрация ионов водорода (pH) – 4,2–8,0.

В настоящее время завод выпускает толстостенные вставные и трубные штанговые насосы, всего более 800 типоразмеров и исполнений для эксплуатации в различных скважинных условиях.

Вставные глубинные штанговые насосы

Типы изготавливаемых насосов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Типы изготавливаемых насосов

Тип насоса		Маркировка насоса		Сочетание диаметра НКТ и диаметра насоса
		механическое крепление	манжетное крепление	
вставные насосы с неподвижным цилиндром	с верхним креплением	RHAM	RHAC	20–106 (25–106) 20–125 (25–125)
	с нижним креплением	RHBM	RHBC	25–150 25–175 30–225
вставные насосы с подвижным цилиндром и нижним креплением		RHTM	–	25–175

Исполнение насосов ГШН:

- все изготавливаемые насосы модифицированы под отечественное скважинное оборудование для установки их в колонне гладких (с невысаженными концами) НКТ по ГОСТ 633-80 и соединения с колонной штанг по ГОСТ 13877-96);
- для подсоединения фильтров или других защитных приспособлений к нижней части насоса – внутренняя резьба LP (резьба трубопроводов) – конус 1:16; 11,5 ниток на дюйм. Диаметр резьбы: 1", 1 ¼", 1 ½", 2" (в зависимости от типа и диаметра насоса);
- длина хода плунжера определяется сочетанием длин цилиндра, плунжера и удлинителей (все длины в футах, один фут = 0,305 м).

Исполнение деталей насосов ГШН:

- цилиндр – из легированной стали с упрочнением внутренней поверхности ионным азотированием глубиной 0,3–0,5 мм, твёрдость 850–1200 HV (66–72 HRC);
- плунжер – желобчатый из углеродистой стали, твердонапыленный, твёрдость не менее 595 HV (55 HRC);
- клапан (седло – шар): материал – стеллит (ST), нержавеющая сталь (SS).

На рисунке 1 изображён насос вставной с верхним механическим креплением (по 11АХ-АРІ), насос ГШН трубный со стандартным (по 11АХ-АРІ) креплением всасывающего клапана – на рисунке 2.

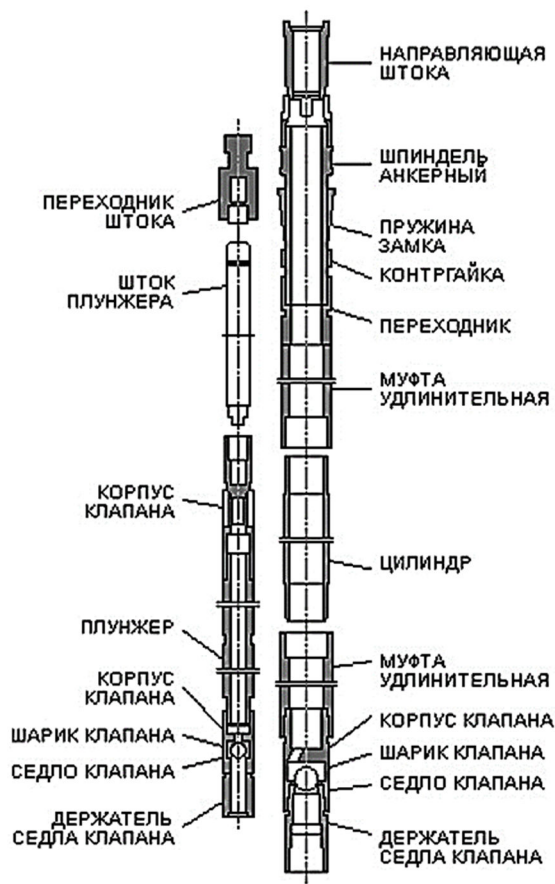


Рисунок 1 – Насос вставной с верхним механическим креплением

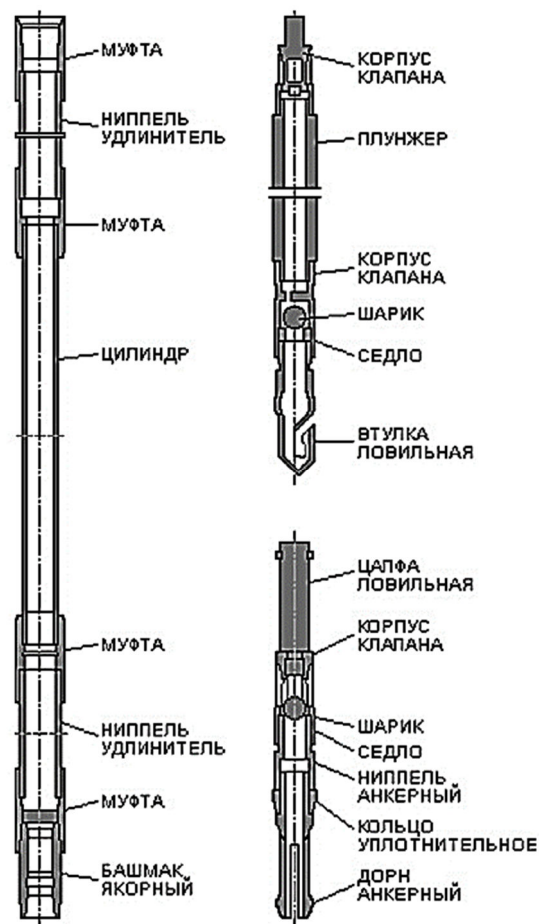


Рисунок 2 – Насос ГШН трубный со стандартным (по 11АХ-АРІ) креплением всасывающего клапана

Крепление вставных насосов показано на рисунке 3.

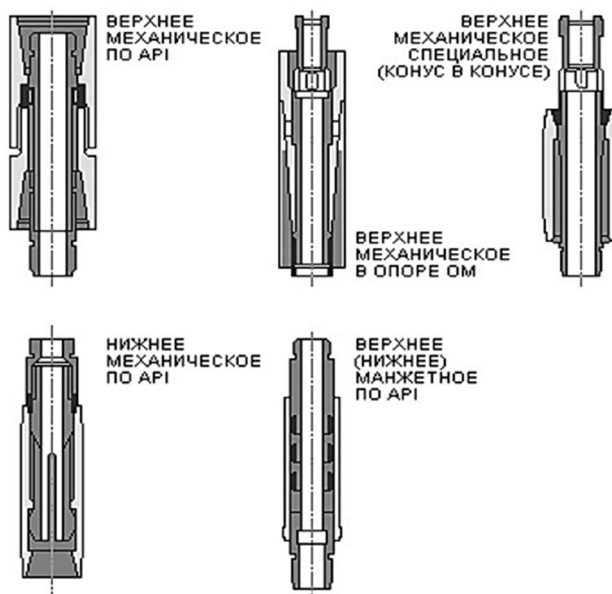


Рисунок 3 – Крепление вставных насосов

Трубные глубинные штанговые насосы

Типы изготавливаемых насосов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Типы изготавливаемых насосов

Тип насоса	Маркировка насоса		Сочетание диаметра НКТ и диаметра насоса
	механическое крепление	манжетное крепление	
трубные насосы	ТНМ	ТНС	20–125, 25–125
			20–175, 25–175
			25–225
			30–275

Основным способом эксплуатации на месторождении является использование электроцентробежных насосов. Их всего 126 шт. с общим дебитом нефти 1499 тонн в сутки. На долю штанговых насосов приходится 71 скважина с общим дебитом нефти 208 тонн в сутки.

Анализ показал, что чаще всего происходит отказ насоса (58 случаев из 108, что составляет 54 %) по разным причинам, наиболее частыми из которых являются утечки в приёмном (11 %) и нагнетательном (8 %) клапанах. Основными причинами выхода из строя клапанов являются расклёп гнезда клапана, разрушение каретки клапана и коррозия.

Попытка качественно проанализировать вынос взвешенных частиц не увенчалась успехом. Связано это с тем, что систематичный отбор проб на мехпримеси из скважин с ШСНУ начался в сентябре 1999 года. До этого такие пробы отбирались со скважин с ЭЦН, экспериментальных насосов и для контроля закачиваемого раствора глушения и промывки при подземном ремонте. Поэтому разброс статистических данных достаточно велик, что ещё можно объяснить некачественным отбором проб.

Полный разбор причин отказов позволил сделать вывод, что наиболее вероятным отказ ШСНУ является из-за протёртости НКТ и штанг. Зафиксировано 19 случаев, что составляет 23 % от общего числа отказов. Надо отметить, что, кроме этого, отмечено ещё 10 случаев, когда при подъёме насоса по иным причинам обнаружена значительная протёртость труб и штанг, которая всё равно бы вывела скважину из строя в ближайшее время.

Протёртости встречаются как на искривлённых скважинах, так и на вертикальных, как, например, скважина № 40р, что можно объяснить ослаблением нагрузки на колонну штанг на такте перелива при ходе плунжера вниз и её изгибанием.

Центраторы, изготовленные из капролона и устанавливаемые на штангах через каждые 2–3 метра, конечно, повышают срок службы оборудования, однако на сегодняшний день протёртости являются наиболее важной причиной выхода из строя штанговых установок. К тому же были зафиксированы случаи протёртости труб центраторами.

Кардинальным решением этой проблемы мог бы стать полный отказ от ШСНУ и внедрение малодебитных электрических погружных винтовых, центробежных или других насосов. Но пока не появилась надёжная, проверенная и недорогая модель, проблемы эксплуатации штанговых насосов остаются актуальными.

Для продления срока службы насосно-компрессорных труб и штанг предлагается рассмотреть 2 направления. Первое – привести параметры работы данных установок к оптимальному виду; второе – применить новую конструкцию центраторов и колонны штанг.

Приведение параметров ШСНУ к оптимальному виду

Как известно, наиболее благоприятным режимом работы штанговых насосных установок является длинноходовой, низкочастотный режим. Это утверждение продиктовано следующими фактами:

- 1) длинноходовой режим обеспечивает более высокий коэффициент подачи насоса;
- 2) он способствует максимальной смазке плунжера;

3) низкочастотный режим ведёт к уменьшению знакопеременных нагрузок на оборудование и, как следствие, к уменьшению протёртостей за единицу времени.

Для приведения скважины к малочастотному режиму можно устанавливать низкочастотные двигатели, либо промежуточные понижающие редукторы, например, редуктор РП-15 Тюменского завода «Сибнефтемаш». Он представляет из себя вал с двумя шкивами для клиноременной передачи вращающего момента с электродвигателя на редуктор станка-качалки.

Основные технические характеристики редуктора:

Передаточное число	4
Электродвигатель АИР16054У2	
частота вращения	385 об./мин.
мощность, кВт	15
Частота вращения тихоходного вала, об./мин.	365
Зависимость числа ходов от диаметра выходного шкива РП-15	
$D = 380$ мм	4 хода/мин.
$D = 200$ мм	2 хода/мин.
Ремни приводные клиновые по ГОСТ 1284, I-80 б-2240т	6 шт.
Масса не более	450 кг
Полная амортизация	14 лет

Ниже приведена типовая конструкция трубного насоса типа 25-175-ТНМ.

Основные части: корпус насоса в виде цилиндра, в нижней его части крепится приёмный модуль 9, состоящий из шарика 5, посаженного в седло 4, ограниченный кареткой 8. В верхней части его находится залавливаемое устройство 7, в нижней части цанговый захват 1, для уплотнения служит герметизирующее кольцо 10.

Приёмная часть при работе находится в посадочном гнезде 18.

Внутри цилиндра насоса 17, приводимого в движение от станка-качалки, совершает поступательные движения плунжер 2, в нижней части которого находится приёмный клапан 3, состоящий из шарика 5, седла 4 и ловителя 6.

При ходе плунжера вверх открывается приёмный клапан, и жидкость поступает внутрь цилиндра. При опускании плунжера приёмный клапан закрывается и открывается нагнетательный клапан, пропуская жидкость внутрь плунжера. На следующем такте хода плунжера вверх жидкость нагнетается в насосно-компрессорные трубы. Герметизацию обеспечивает плотная посадка плунжера в цилиндр.

В случае подъёма насоса при текущем ремонте для освобождения колонны насосно-компрессорных труб от жидкости плунжер опускается до приёмной части и проворачивается. При этом ловитель захватывает приёмную часть, и при подъёме цанговые захваты освобождаются, а жидкость уходит через освободившийся проход.

Вторым путём увеличения наработки на отказ является применение шариковых центраторов, которые представляют из себя короткую утолщённую до размеров, близких к внутреннему диаметру колонны НКТ, муфту 1, имеющую 4 сквозных диаметральных отверстия, расположенных равномерно по её длине и повернутых друг к другу на 90° . В отверстиях имеется по одному ограничительному ободку 3 с одной стороны и резьбовая часть с другой 4, в которую вкручивается поджимной винт, который в свою очередь поджимает обойму, выполненную из антифрикционного материала – капролона или фторопласта 5. Обойма поджимает шарик 6 к стенке насосно-компрессорных труб, а от выпадения его предохраняет ободок 3. Для снижения внутренних сопротивлений движению жидкости по боковым стенкам выбраны 2 параллельных спиралеобразных жёлоба 7, в поперечном сечении имеющих форму полукруга, диаметр которого должен быть максимальным, но, тем не менее, соответствовать требованиям сохранения прочности всей конструкции.

Шарики расположены по окружности под углом 90° друг другу и при касании о внутренние стенки НКТ один или два шарика постоянно контактируют с ними, катаясь по трубе, и исключают протирание труб.

Чтобы не происходило трение середины штанг о колонну НКТ, предлагается длину штанг уменьшить до 3–4 метров, а для того, чтобы исключить накатывание ша-

риками дорожек по стенкам НКТ, рекомендуется устанавливать на полированном штоке стандартные штанговращатели ШВ-1.

Выводы и рекомендации

Проведённый обзорный анализ работы ШСНУ рассматриваемого месторождения показал, что на данном промысле доля штанговых насосов не велика (36 %). Добыча нефти их составляет 208 тонн/сут., что составляет 15 %.

Однако выявленные недоработки технологии и причины преждевременных отказов подземного оборудования характерны для всех типов штанговых насосов, что позволяет сделать выводы, справедливые для насосов в целом. Анализ выявил среднюю наработку на отказ оборудования, равную 217 сут. Главными причинами преждевременных отказов явились:

- протёртость штанг и насосно-компрессорных труб (23 %);
- утечки в приёмном клапане (11 %);
- утечки в нагнетательном клапане (8 %).

Данный факт определил дальнейшее направление работы с целью уменьшения протёртости оборудования и, как следствие, увеличения межремонтного периода и снижения себестоимости продукции.

Предложено приведение параметров насосов к оптимальному режиму работы, что включает в себя установление минимального числа качаний, одна из максимальных длин хода полированного штока за счёт установки на станках-качалках промежуточных редукторов и спуска насосов с большим диаметром плунжера (НН-44, НН-57, НН-68). Выявлено 11 скважин, имеющих наиболее частую причину преждевременных отказов из-за протёртости, произведён технический расчёт приведения параметров их работы к оптимальному, что позволило увеличить межремонтный период в 1,88 раза (с 200 до 376 сут.).

Ещё одним средством борьбы с протёртостью является снижение трения штанг о трубы. Для этого предложено использование шарикового центратора качения.

На основе данного анализа можно порекомендовать для рассматриваемого месторождения, а также для промыслов, эксплуатирующих штанговые насосы, имеющие скважины с большой величиной кривизны, использовать низкочастотный (2–3 качания в минуту), длинноходовой (2,5–3,5 м) режим работы. Для его реализации следует применять промежуточные редуктора, понижающие число качаний, а также другие устройства, например, тиристорные преобразователи частоты или различные вариаторы, а также увеличить долю исследования и внедрения различных технических средств для уменьшения коэффициента трения подземного оборудования, одним из которых является шариковый центратор качения.

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. 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.
8. Совершенствование гидроструйного метода добычи нефти / В.М. Гаргат, С.И. Шиян, Е.В. Тихонов, В.А. Альховиков, Л.Г. Кусова // Наука. Новое поколение. Успех: материалы II

- Международной научно-практической конференции (17 апреля 2021 года, г. Краснодар) : в 2 т. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2021. – Т. 1. – С. 95–101.
9. 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.
 10. 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.
 11. 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.
 12. Устройство для увеличения межремонтного периода работы штангового насоса / О.В. Савенок [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 7 (655). – С. 64–66.
 13. Шаблий И.И. Анализ проблем эксплуатации малодебитных скважин, оборудованных ШСНУ, в условиях Дарьинского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 2. – С. 280–304.
 14. Шаблий И.И. Оборудование и эксплуатация УШГН на примере Таймурзинского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 242–257.
 15. Анализ борьбы с осложнениями при работе скважин, оборудованных УСШН, на Сасимовском месторождении / И.А. Шауро [и др.] // REFERATOTECH: материалы III Международной научно-практической конференции (15 ноября 2022 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательство «Новация», 2022. – С. 579–582.
 16. Шиян С.И. Применение беструбного гидробура для удаления песчаных пробок / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Research. Engineering. Extreme. 2021: материалы Международной научно-практической конференции (03 июня 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2021. – С. 362–370.
 17. 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.
 18. Шиян С.И. Гидроударное устройство для очистки призабойной зоны скважины / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 5(653). – С. 69–71.
 19. Шиян С.И. Повышение надёжности работы всасывающего клапана штангового насоса / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 8(656). – С. 41–44.
 20. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин путём разработки комплекса технических устройств / С.И. Шиян [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 10(370). – С. 59–68.
 21. Shiyani S.I. Analysis of test results of titanium filters for sand process control when operating wells / S.I. Shiyani, I.I. Shabliy, A.A. Sleptsov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Ser. «International Science and Technology Conference «Earth Science», ISTC Earth Science 2022 – Chapter 3», 2022. – С. 042046.
 22. Верисокин А.Е. 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; опублик. 16.09.2022. – Бюл. № 26.
 23. Верисокин А.Е. 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; опублик. 25.04.2022. – Бюл. № 12.
 24. 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; опублик. 12.05.2022. – Бюл. № 14.
 25. 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; опублик. 29.06.2022. – Бюл. № 19.

References

1. Equipment for oil production / A.A. Arutyunov, V.A. Bondarenko, V.V. Klimov, A.T. Koshelev, O.V. Savenok, S.V. Usov. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 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 : JSC «Publishing House – South», 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Design and technological support for methods of simultaneous and separate operation of multi-layer field objects / T.N. Ivanova, M.N. Baranov, A.M. Gubanov, D.N. Novokshonov. – Krasnodar : JSC «Publishing House – South», 2020. – 276 p.

4. Downhole pumping units for oil production / V.N. Ivanovsky, V.I. Darishchev, A.A. Sabirov, V.S. Kashtanov, S.S. Beijing. – 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 : JSC «Publishing House – South», 2013. – 336 p.
7. 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.
8. Improvement of the hydrojet method of oil production / V.M. Gargat, S.I. Shiyan, E.V. Tikhonov, V.A. Alkhovikov, L.G. Kusova // Science. New Generation. Success: materials of the II International Scientific and Practical Conference (April 17, 2021, Krasnodar) : in 2 vol. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2021. – Vol. 1. – P. 95–101.
9. 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.
10. Graphic-analytical method for studying deep-pumping wells / I.O. Orlova, Yu.G. Streltsova, O.V. Savenok, E.I. Zakharchenko, G.T. Vartumyan // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2012. – № 6. – P. 36–38.
11. 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.
12. Device for increasing the overhaul period of a sucker rod pump / O.V. Savenok, N.Kh. Zharikova, S.I. Shiyan, I.I. Chabliy // Oilfield business. – 2023. – № 7(655). – P. 64–66.
13. 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 / I.I. Chablius // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 2. – P. 280–304.
14. Shabliy I.I. Equipment and operation of pulverizer pumping units using the example of the Taimurzinsky oil field / I.I. Chablius // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 3. – P. 242–257.
15. Analysis of combating complications during the operation of wells equipped with ultrasonic pumping units at the Sasimovskoye field / I.A. Shauro, A.S. Penyaga, I.I. Shabliy, S.I. Shiyan // REFERATOTECH: materials of the III International Scientific and Practical Conference (November 15, 2022, Krasnodar). – Krasnodar : Novatsiya Publishing House, 2022. – P. 579–582.
16. Shiyan S.I. Application of a pipeless hydraulic drill to remove sand plugs / S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // Research. Engineering. Extreme. 2021: materials of the International Scientific and Practical Conference (03 June 2021, Krasnodar). – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2021. – P. 362–370.
17. 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.
18. 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.
19. 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.
20. Increasing the efficiency of oil well operation by developing a set of technical devices / S.I. Shiyan, I.I. Shabliy, V.Yu. Bliznyukov, A.E. Verisokin // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2023. – № 10(370). – P. 59–68.
21. Shiyan S.I. Analysis of test results of titanium filters for sand process control when operating wells / S.I. Shiyan, I.I. Shabliy, A.A. Sleptsov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Ser. «International Science and Technology Conference «Earth Science», ISTC EarthScience 2022 – Chapter 3», 2022. – P. 042046.
22. Verisokin A.E. Patent № 2779979 RF. Bypass valve / A.E. Verisokin, S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // patent holder of the Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education «North Caucasus Federal University»: № 2022110250; application 04/15/2022; publ. 09/16/2022. – Bull. № 26.
23. Verisokin A.E. Patent № 2770966 RF. Water hammer device / A.E. Verisokin, S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // 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.
24. Patent № 2771831 RF. Suction valve of a sucker rod pump / A.E. Verisokin, A.Yu. Verisokina, S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // patent holder of the Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education «North Caucasus Federal University»: № 2021129045; application 05.10. 2021; publ. 05/12/2022. – Bull. № 14.
25. Patent № 211948 RF. Spool valve / O.V. Savenok, N.Kh. Zharikova, I.I. Shabliy, R.R. Sitev // patent holder of the Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «St. Petersburg Mining University»: № 2022111771; application 04/29/2022; publ. 06/29/2022. – Bull. № 19.