

УДК 622.276.054.2

**АНАЛИЗ ДОБЫВНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СКВАЖИН,
ОБОРУДОВАННЫХ УШГН,
НА САСИМОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF PRODUCTION CAPABILITIES
AND TECHNOLOGICAL MODES OF WELLS
EQUIPPED WITH INSTALLATION OF A SUCKER ROD PUMP
ON THE SASIMOVSKOYE OIL FIELD**

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры оборудования
нефтяных и газовых промыслов,
Кубанский государственный технологический университет
akngs@mail.ru

Слепцов Александр Алексеевич

студент направления подготовки нефтегазовое дело
института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
sleptsov.aa00@gmail.com

Суховерова Полина Александровна

студентка направления подготовки нефтегазовое дело
института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
polina.suxoverova.00@bk.ru

Аннотация. Информация по борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин является актуальной и полезной, поскольку каждый нефтепромысел сталкивается с проблемами, связанными с осложнениями, возникающими в процессе добычи. Именно из-за осложнений, возникающих при добыче нефти, снижается межремонтный период и межочистной период работы насосного оборудования, дебит добывающих скважин, пропускная способность нефтепроводных коммуникаций, происходят преждевременные поломки различного оборудования, возникает необходимость во внеплановых ремонтах, что впоследствии приводит к снижению уровня добычи и дополнительным затратам. Именно поэтому следует оказывать пристальное внимание методам борьбы и предотвращения осложнений, проводить исследования и выявлять новые методы борьбы и предотвращения обложений, а также повышать эффективность уже имеющихся методов, так как с экономической точки зрения активно бороться и стараться предотвращать отрицательные воздействия осложнений выгодно.

Ключевые слова: установка штангового глубинного насоса; осложнения, возникающие при добыче нефти; методы борьбы с осложнениями при работе скважин, оборудованных УШГН; отложение парафина и солей; влияние газа на работу ШГН; борьба с отложением солей; работа ШГН в искривлённых скважинах.

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Oil and Gas Field Equipment,
Kuban State Technological University
akngs@mail.ru

Sleptsov Alexander Alekseevich

Student Training Direction,
Oil and Gas Engineering,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
sleptsov.aa00@gmail.com

Sukhoverova Polina Alexandrovna

Student Training Direction,
Oil and Gas Engineering,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
polina.suxoverova.00@bk.ru

Annotation. Information on combating complications in the operation of wells is relevant and useful, as each oil field faces problems associated with complications arising in the production process. It is because of the complications arising during oil production that the inter-repair period and the inter-cleaning period of the pumping equipment operation, production well flow, oil pipeline communication capacity, premature failure of various equipment are reduced, there is a need for unscheduled repairs, which subsequently leads to a decrease in production and additional costs. That is why it is necessary to pay close attention to methods of struggle and prevention of complications, to conduct research and to identify new methods of fighting and preventing complications, and to increase the effectiveness of the methods already available, since it is profitable to actively fight and try to prevent the negative effects of complications.

Keywords: installation of a sucker rod pump; complications arising from oil production; methods of dealing with complications during the operation of wells equipped with sucker rod pumps; deposition of paraffin and salts; gas influence on sucker rod pumping unit operation; combating salt deposition; sucker rod pumping in deviated wells.

Характеристика используемого оборудования на Сасимовском месторождении

Для расчёта анализа добывных возможностей и технологических режимов скважин, а также для анализа эффективности дополнительного оборудования, предназначенного для предотвращения или борьбы с осложнениями, необходимо дать характеристику УШГН и дополнительного оборудования, предназначенного для предотвращения или борьбы с осложнениями, которое может использоваться совместно с УШГН.

УШГН (установка штангового глубинного насоса)

Штанговые насосные установки предназначены для подъёма жидкости из скважины на поверхность.

На рисунке 1 изображён станок-качалка со штангоглубинным насосом с обозначением основных узлов.

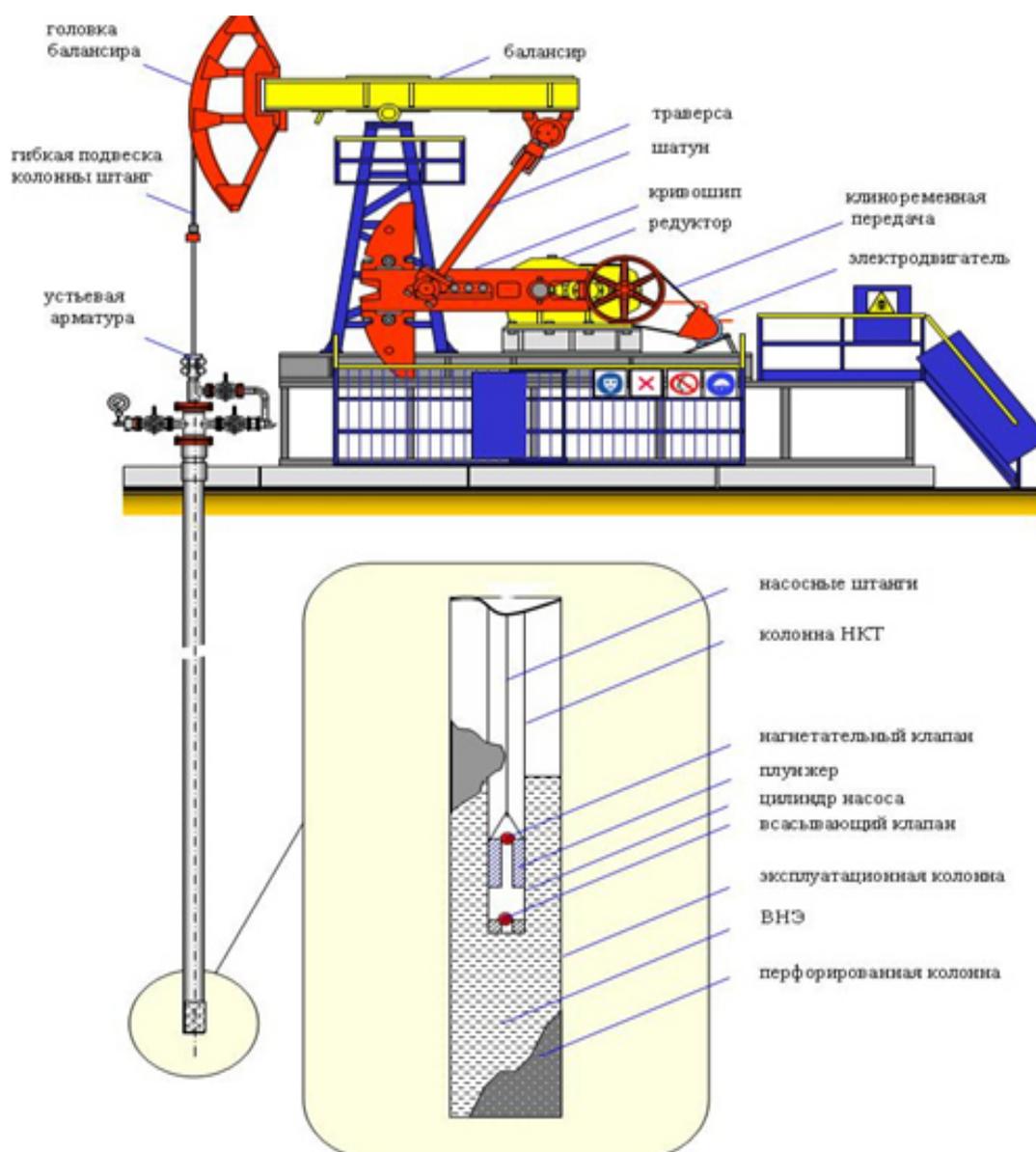


Рисунок 1 – Станок-качалка со штангоглубинным насосом

На долю штангового насосного способа в нашей стране приходится 70 % действующего фонда скважин, которые обеспечивают до 30 % общего объёма добычи нефти.

В зависимости от глубины залегания продуктивного пласта и коэффициента продуктивности скважины подача штанговых насосных установок изменяется от нескольких десятков килограммов до 200 и более в сутки.

На Сасимовском месторождении эксплуатация нефтяных скважин штанговыми глубинными насосами является наиболее распространённым способом добычи нефти.

Глубинная насосная установка состоит из насоса, находящегося в скважине, и станка-качалки, установленного на поверхности.

Плунжерный насос приводится в действие от станка-качалки, где вращательное, получаемое от двигателя при помощи редуктора, кривошипно-шатунного механизма и балансира преобразуется в возвратно-поступательное движение, передаваемое плунжеру через колонну штанг.

При ходе плунжера вверх под ним снижается давление и жидкость из межтрубного пространства через открытый всасывающий клапан поступает в цилиндр насоса.

При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, а нагнетательный открывается, и жидкость из цилиндра переходит в подъёмные трубы. При непрерывной работе насоса уровень жидкости в НКТ повышается, жидкость доходит до устья скважины и через тройник переливается в выкидную линию.

Глубинный штанговый насос представляет собой плунжерный насос специальной конструкции, приспособленный для работы в скважинах на большой глубине. Поэтому такие насосы называются глубинными штанговыми насосами.

Цилиндр насоса укреплен на конце спущенных в скважину насосно-компрессорных труб, а плунжер подвешен на колонне штанг, самая верхняя штанга соединена с головкой балансира станка-качалки гибкой подвеской.

Колонна насосно-компрессорных труб, по которой жидкость от насоса поднимается на поверхность, заканчивается на устье тройником. В верхней части тройника имеется сальниковое устройство, предназначенное для предотвращения утечки жидкости вдоль движущегося сальникового штока, а в средней части – боковой отвод, по которому жидкость из скважины направляется в выкидную линию.

В механизме станка-качалки вращение вала электродвигателя через понижающую трансмиссию подаётся на вал кривошипов и при помощи кривошипов и шатунов преобразуется в качательное движение балансира. Возвратно-поступательное движение точки подвеса штанг и, следовательно, плунжера насоса создаётся качанием балансира относительно его опоры.

Глубинные штанговые насосы по конструкции и способу установки в скважине подразделяются на две основные группы: невставные (трубные) и вставные насосы. Невставные (трубные) насосы характеризуются тем, что их основные узлы (цилиндр и плунжер) спускаются в скважину раздельно. Вставной же насос спускают в скважину в собранном виде на насосных штангах и извлекают его на поверхность также в собранном виде путём подъёма насосных штанг.

Насосные штанги предназначены для передачи движения от станка-качалки к плунжеру глубинного насоса. Они представляют собой стальные стержни крупного сечения. Изготавливаются диаметром 16, 19, 22, 25 и 32 мм. Средняя длина штанги 8 м.

Для подвески насосных труб (с целью направления продукции скважины в выкидную линию), герметизации устья, а также обеспечения отбора газа из затрубного пространства на устье скважины устанавливается специальное оборудование.

Устьевое оборудование скважины состоит из план-шайбы и тройника-сальника.

Жидкость, подаваемая насосом, направляется через боковой отвод тройника в выкидную линию и далее в замерную или газосепарационную установку.

На выкидной и газоотводящей линиях устанавливаются задвижки и обратные клапаны, обеспечивающие контроль за движением продукции и исключают возможность перетекания жидкости из выходных линий в скважину.

Характеристика АСПН-1

Технология применения АСПН-1

Метод теплового воздействия на поток добываемой жидкости – наиболее перспективное направление для борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО). Суть метода заключается в использовании линейного нагревателя для про-

грева ствола скважины с целью поддержания температуры потока жидкости на 5-10 градусов выше температуры насыщения нефти парафином.

Область применения линейных нагревателей:

- добыча нефти из скважин, осложнённых гидратообразованиями;
- добыча высоковязкой нефти и эмульсий;
- добыча нефти с высокой температурой кристаллизации парафина и потери текучести;

• добыча нефти, если химическая и магнитная обработка не рекомендуется;

• предотвращение замерзания воды в системах поддержания пластового давления.

Линейный нагреватель (АСЛН) предназначен для:

- обеспечения и поддержания заданной температуры жидкости;
- контроля распределения теплового поля и затрубного давления по стволу нефтескважин и нагнетательных скважин, в первую очередь, осложнённых отложениями солей и АСПВ;

- для уменьшения тепловых потерь в путевых трубопроводах и резервуарах.

Линейный нагреватель состоит из нагревательной и электронной частей.

Нагревательная часть предназначена для обеспечения заданной температуры жидкости внутри колонны НКТ и передачи сигнала от электронной части к датчикам и обратно.

Электронная часть предназначена для обеспечения заданной температуры жидкости внутри колонны НКТ путём управления работой нагревательной части, а также контроля теплового поля и давления в затрубном пространстве скважины. Линейный нагреватель позволяет осуществлять высокоточные измерения температуры (до 0,001 градуса) и давления в нескольких десятках точек контроля как внутри колонны НКТ, так и в затрубном пространстве и на наружной поверхности одновременно, что весьма важно для гидродинамических исследований и мониторинга работы скважин.

В память микропроцессорного блока управления нагревательной частью заносятся граничные значения температуры жидкости внутри колонны НКТ, при которых происходит включение и выключение АСЛН. Замер температуры продолжает непрерывно производиться до тех пор, пока значения температуры не войдут в пределы граничных. Только после этого микропроцессорный блок управления нагревательной частью вырабатывает сигнал на подключение нагревательной части к источнику питания.

На рисунке 2 изображена компоновка спуска греющего кабеля.

Блок подачи реагента (БПР) входит в состав ОПР.

Назначение: БПР предназначено для регулируемой подачи реагента в зону приёма глубинного насоса, в зону перфорации, в затрубное пространство, а также в трубопровод нефтесбора. Температура окружающего воздуха от минус 60 до плюс 40°C. БПР изготовлен в климатическом исполнении УХЛ, категории размещения I, по ГОСТ 15150-69.

Показатели надёжности:

- средняя наработка на отказ, не менее 3350 часов;
- установленный ресурс до капитального ремонта, не менее 25000 часов;
- покупные комплектующие согласно эксплуатационной документации.

На рисунке 3 представлена схема УБПР.

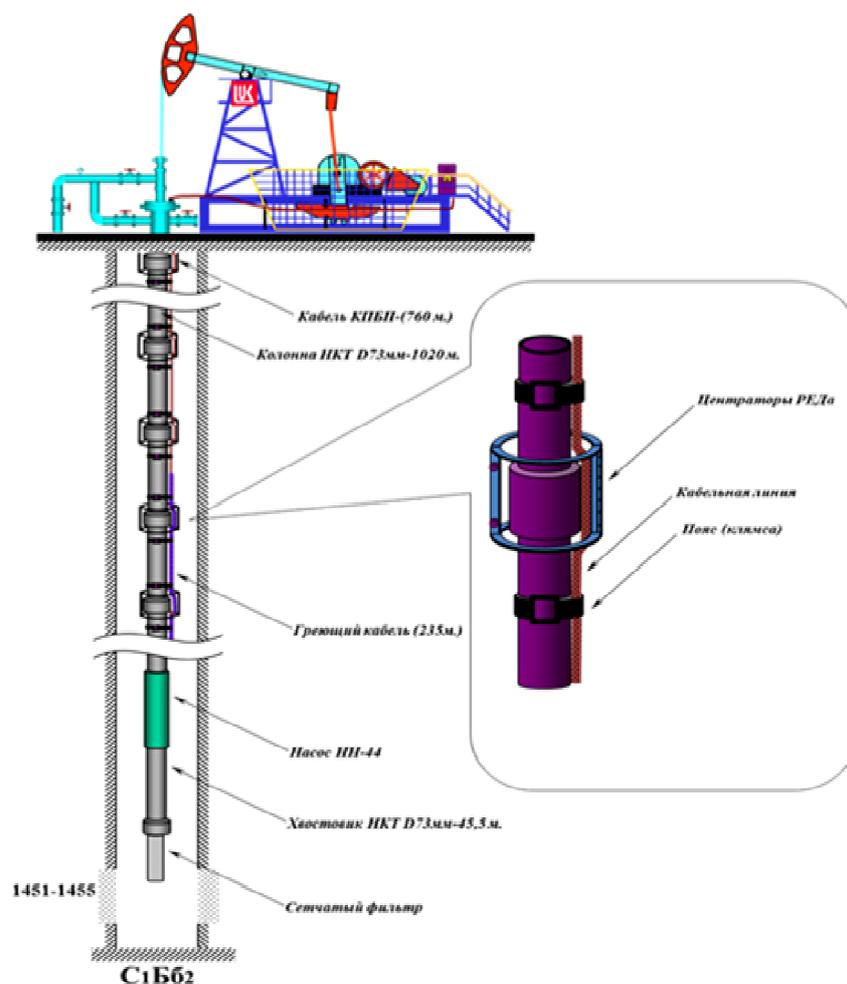


Рисунок 2 – Компоновка спуска греющего кабеля

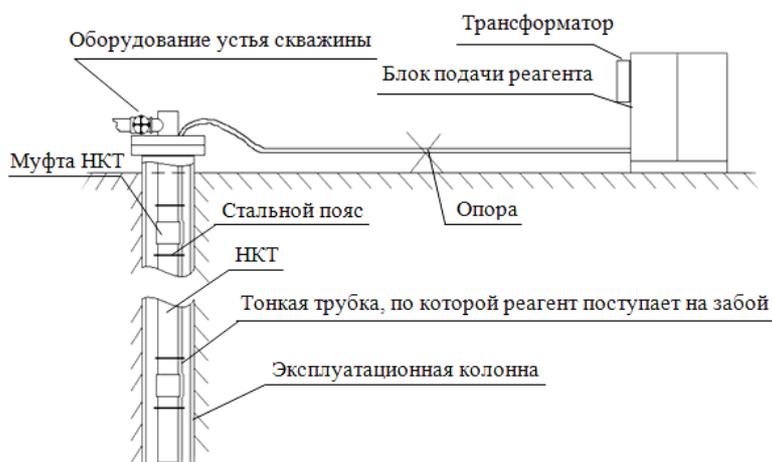


Рисунок 3 – Схема УБП

Характеристика ДРГ-1

Дозатор предназначен для объёмного дозирования ингибиторов парафиноотложения, коррозии и деэмульгаторов из контейнерных труб, подвешенных к штанговому насосу в скважинах с обсадной колонной 146 мм.

Техническая характеристика:

- подача при 10 качаниях в минуту, $\text{дм}^3/\text{сут.}$:
 - минимальная – 0,5;
 - максимальная – 5,0;
- максимальная температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$ – 100;

- диаметры присоединённых резьб по ГОСТ 633, мм:
 - для контейнерных труб – 89;
 - для фильтра насоса – 73;
- габаритные размеры, мм:
 - диаметр максимальный (в свободном положении) – 136;
 - длина устройства дозирования – 410;
 - длина крышки контейнера – 25;
- масса комплекта – 25 кг.

Характеристика МАС-2

Использование МАС даёт следующие преимущества:

- продолжительность работы магнитного аппарата от 5 и более лет;
- не требует затрат в какой-либо форме (ни затрат на энергию в любой форме, ни использования каких-либо химических элементов);
- экологически безопасен.

Магнитный аппарат представляет собой цилиндр – длиной 1600 мм, с наружным диаметром 108 мм и внутренним диаметром от 50 до 60 мм.

С обеих сторон оборудован патрубками с муфтами из НКТ, диаметром 60 мм, длиной 50 мм – для крепления в колонне НКТ (рис. 4).

Добываемая жидкость, проходя через магнитный аппарат, подвергается омагничиванию. Магнитная активация приводит к изменению межмолекулярных взаимодействий в нефти и появлению новых свойств (происходит изменение динамики роста кристаллов парафина, вследствие чего нарушаются связи между ними, ведущие к образованию и росту более крупных образований). По лабораторным данным магнитная память может сохраняться от нескольких часов до суток и является функцией, пропорциональной напряженности магнитного поля – с чем мы и столкнулись в период испытаний.

Основным критериями подбора скважин под оснащение магнитными аппаратами следующие:

- отложение парафина на глубинном оборудовании;
- низкий МОП;
- низкий МРП;
- подъездные пути.

На рисунке 4 изображён магнитный аппарат (МАС-1).

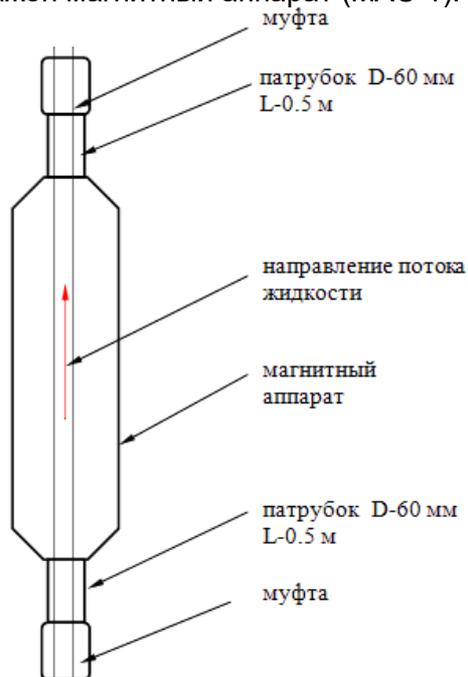


Рисунок 4 – Магнитный аппарат (МАС-1)

Основная и первопредложенная схема компоновки магнитного аппарата на глубинном оборудовании:

колонна НКТ → насос → 1-2 НКТ → магнитный аппарат →
→ НКТ (по необходимости) → фильтр

Но намагниченная жидкость, проходя через клапана насоса, теряет часть магнитной памяти (турбулизация), и была предложена другая схема компоновки:

колонна НКТ → магнитный аппарат → насос →
→ НКТ (по необходимости) →
→ фильтр + штанга КанаРосс (на длину хода штанги в магнитном аппарате)

Конструкция и техническая характеристика магнитного аппарата (МАС):

- тип наземного аппарата скважинный аппарат (МАС);
- диаметр рабочего сечения 50–60 мм;
- напряжённость аксиального магнитного поля, КА/м 70–114;
- градиент магнитной индукции в активной зоне, Тл/м 10–15.

Габариты магнитного аппарата:

- длина, мм 1600;
- диаметр, мм 108;
- масса, кг 24;
- Рабочая температура, °С –50 ÷ +120;

Продолжительность работы – 5 и более лет.

Характеристика ЯГП

Газопесочный якорь ЯГП-1-108-04 предназначен для оборудования нефтяных, газовых и водозаборных скважин со слабоустойчивыми продуктивными коллекторами в целях предупреждения выноса песка, шлама и растворённых газов.

Газопесочный якорь ЯГП-1-108-04 устанавливается на приёме ШГН и работает на принципах центробежной, гравитационной и механической очистки (центробежной сепарации) с последующим газоотделением в микровихревых потоках, отсепарированные примеси собираются в накопителе.

Рабочая среда газопесочного якоря ЯГП-1-108-04 – природный газ, газоконденсат, нефть, пластовая вода с содержанием механических и газообразных примесей.

Простота конструкции газопесочного якоря ЯГП-1-108-04 обеспечивает высокую надёжность изделия, не требует очистки от продуктов фильтрации (периодическая самоочистка в полость обсадной колонны), а трехкратное дублирование системы фильтрации обеспечивает долговременную и бесперебойную работу якоря.

Применение газопесочного якоря ЯГП-1-108-04 позволяет повысить суточные добиты скважин на 30–60 %, увеличить межремонтный период работы скважин в 2–4 раза, предупредить вынос песка и разрушение призабойной зоны пласта, устранить гидроудары и засорение насосов.

Состав и физико-химические свойства откачиваемой жидкости:

- обводнённость – до 99 %;
- содержание H₂S – не более 50 мг/л;
- концентрация ионов водорода – рН = 4–8;
- содержание механических примесей – до 1,3 г/л.

Техническая характеристика газопесочного якоря ЯГП-1-108-04:

- газопесочный якорь выпускается для насосно-компрессорных колонн диаметром 42–114 мм;

- исполнение – коррозионно-стойкое, фильтрующий элемент выполнен из нержавеющей сетки;
- длина газопесчаного якоря – 2340 мм;
- диаметр газопесчаного якоря наружный – 116 мм;
- номинальная подача насоса – 67 м³/сут.;
- количество НКТ, устанавливаемых между нижним переводником и заглушкой – 2–3 шт.

Характеристика штангового скребка

Скребки штанговые предназначены для центрирования колонны штанг и одновременной очистки НКТ и штанг от парафино-смолистых отложений и гидратов в скважинах. Сущность изобретения: центратор-скребок для штангового глубинного насоса содержит полимерный корпус с рёбрами, расположенными под углом к его продольной оси, и каналами между ними для прохода откачиваемой жидкости. Рёбра имеют цилиндрическую контактную поверхность. Корпус образован из одинаковых деталей в виде полухомутов, соединённых между собой клиновым замком. Полухомуты соединены так, что концевая часть одного из них сопряжена с противоположной концевой частью другого. Рёбра имеют вид неполных витков спирали и угол наклона их к продольной оси указанного корпуса выполнен в пределах 30–60°.

Характеристика фильтров

Фильтры изготавливаются по ТУ 3665-001-83715481-2009 и предназначены для очистки жидкостей и газов от песка и других механических примесей. Фильтр состоит из корпуса в виде перфорированной трубы, на котором крепится фильтрующий элемент и защитный кожух. Отверстия в трубе фильтра, могут быть герметично закрыты срезаемыми пробками, для промывки скважины. Для улучшения потребительских свойств применяются пробки из полимерного термоустойчивого пластика. Преимущества по сравнению с металлическими: уменьшаются усилия на инструменте, который предназначен для срезания пробок; повышается скорость активации фильтров.

При выборе фильтра учитываются гранулометрический состав горной породы, т.е. количественное содержание в породе разных по размеру зёрен в процентах для каждой фракции, пористость, вязкость в пластовых условиях добываемого продукта, проницаемость пласта, дебит скважины, пластовое давление, температура, размер обсадной колонны, химико-физическая характеристика добываемого продукта.

Наиболее распространены сетчатые фильтры, они состоят из дырчатой трубы-каркаса, обмотанной продольными рядами или по спирали проволокой диаметром 2–5 мм с шагом в 10–25 мм с тем, чтобы сетка не прилегала плотно к каркасу.

На проволочное покрытие натягивают сетку, которую припаивают, сшивают или склеивают на концах и по шву.

Для изготовления сетчатых фильтров используются сетки нескольких типов:

- а) простая квадратная;
- б) гладкого или галунного плетения;
- в) киперная или саржевая.

В качестве материала для сетки используют медь, латунь, нержавеющую сталь, пластмассы, ткани из стекловолокна, нить капрона, нейлона и другие синтетические материалы. Для предупреждения электрохимической коррозии каркас фильтра изготовляют часто из неметаллических труб. В некоторых случаях стальной каркас обтягивают сеткой и проволокой из нержавеющей стали или же применяют сетки из пластических масс.

Сетчатые фильтры не рекомендуются для однородных мелкозернистых песков, а также для слюдистых водоносных песков, т.к. при этом не обеспечивается нормальная работа фильтра – уменьшается его скважность.

Получили распространение сетки из стекловолокна: окна могут быть использованы в водах любого химического состава.

Осложнения, возникающие при добыче нефти, и методы борьбы с ними при работе скважин, оборудованных УШГН, на Сасимовском месторождении

Из технических средств механизированной добычи нефти наибольшее распространение в настоящее время имеют штанговые глубинные насосы. Около 70 % действующего фонда скважин эксплуатируется этим способом (по России).

Основными осложнениями при данном способе добычи нефти являются:

- отложение парафина и солей;
- вредное влияние газа на работу насоса;
- подъём нефти в искривлённых скважинах;
- повышенное содержание песка в продукции;
- подъём высоковязких нефтей и образование водоносных эмульсий.

Отложение парафина и солей

При добыче парафинистой нефти происходит отложение парафина на стенках НКТ, что ведет к снижению производительности насоса и прекращению извлечения жидкости.

Нефти по своему углеводородному составу весьма разнообразны, поэтому на некоторых месторождениях добыча нефти не сопровождается выделением парафина. Мелкие частицы парафина могут оставаться во взвешенном состоянии и уноситься потоком жидкости. При определённых условиях они склеиваются вместе выделяющимися одновременно смолами и асфальтенами, образуя липкие комочки твёрдых углеводородов, которые прилипают к шероховатым стенкам труб, уменьшая их сечение.

Толщина отложений парафина на внутренних стенках труб увеличивается от забоя к устью скважины по мере снижения температуры и дегазации нефти. Как правило, их толщина достигает максимума на глубинах 200–50 м, а ближе к устью толщина отложений уменьшается. Это связано с увеличением скорости движения газожидкостной смеси в результате расширения газа и механическим разрушением парафиновых отложений потоком жидкости. Отложению парафина способствуют шероховатость поверхности, малые скорости потока и периодическое обнажение поверхности в результате пульсации.

Отложения неорганических солей в призабойной зоне пласта и оборудовании скважины существенно осложняют процесс добычи нефти. Как следствие, происходит резкое снижение продуктивности скважин, преждевременный выход из строя штанговых насосов и оборудования скважин. В скважинах, оборудованных установками скважинных штанговых насосов (УСШН), ниже приёма насоса образуются солевые пробки, высота которых иногда достигает 500 м и более; при этом внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) сужается на 10–12 мм. Солевые отложения полностью выводят из строя насосы, приводят к частому обрыву насосных штанг, порче НКТ и другим осложнениям. Всё это на продолжительное время нарушает нормальный режим работы нефтяных скважин и приводит к потере добычи нефти.

Предупреждение отложений парафина

Для предотвращения отложений парафина и обеспечения нормальных условий работы скважины применяются различные методы. Можно выделить следующие главные методы ликвидации отложений парафина.

1. Механические методы, к которым относятся:

- применение пружинных скребков, периодически спускаемых в НКТ на стальной проволоке;
- периодическое извлечение запарафиненной части колонны НКТ и очистка их внутренней полости механическими скребками на поверхности;
- применение автоматических так называемых летающих скребков.

2. Тепловые методы:

- прогрев колонны труб путём закачки перегретого пара в затрубное пространство;
- прогрев труб путём закачки горячей нефти.

3. Применение труб, имеющих внутреннее покрытие из стекла, эмали или эпоксидных смол.

4. Применение различных растворителей парафиновых отложений.
5. Применение химических добавок, предотвращающих прилипание парафина к стенкам труб.

В зависимости от интенсивности образования парафиновых отложений, их прочности, состава и других особенностей применяют различные методы и часто их комбинации.

Борьба с отложением солей

Отложение солей на стенках НКТ подземного оборудования и даже в призабойной зоне наблюдается на некоторых месторождениях нефти при закачке в пласт пресной воды для ППД.

Основными методами борьбы с образовавшимися соевыми отложениями являются химические методы, т.е. применение различных растворителей с последующим удалением продуктов реакции. Солевые отложения образуются не только в фонтанных трубах, но и в системе сбора и подготовки нефти, и газа на поверхности. В зависимости от солевого состава пластовых вод и интенсивности отложения солей применяют различные ингибиторы, т.е. химические добавки, полученные на основе фосфорорганических соединений. Ингибиторы вводят в поток в дозах, составляющих несколько граммов на 1 м³ пластовой жидкости. Ингибиторы позволяют удерживать в растворе ионы кальция, предотвращая его отложения. Плотные осадки удаляют растворами гидроокисей (например, каустической соды). Образующиеся при этом гидроокиси кальция представляют рыхлую массу, которая легко разрушается при действии раствора соляной кислоты.

Влияние газа на работу ШГН

Значительное количество свободного газа на приёме насоса приводит к уменьшению коэффициента наполнения насоса вплоть до нарушения подачи. Это происходит следующим образом. При ходе плунжера вниз газожидкостная смесь под ним сжимается до давления, равного давлению над плунжером, которое достаточно велико. Газ растворяется в жидкости и, в частности, в той, которая находится во вредном пространстве (вредным пространством ШСН называют объём, заключённый между всасывающим и нагнетательным клапанами насоса при крайнем нижнем положении плунжера). При последующем ходе вверх давление под плунжером падает до давления на приёме насоса. Растворённый газ выделяется и задерживает открытие всасывающего клапана, пока давление не упадет до давления приёма. В результате под плунжер поступает меньшее количество смеси.

Пример динамограмм с нормальным заполнением полости насоса и с влиянием газа приведён на рисунках 5 и 6.

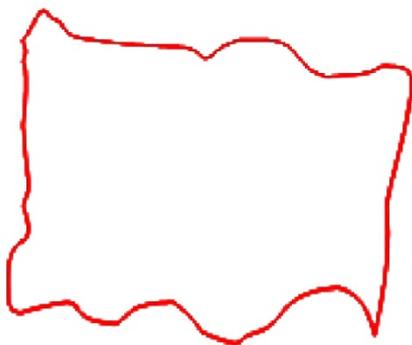


Рисунок 5 – Практическая динамограмма нормальной работы насоса

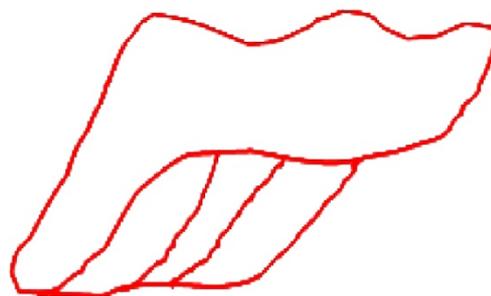


Рисунок 6 – Влияние газа на работу насоса, неполное заполнение цилиндра

Борьба с влиянием газа

Основной метод борьбы – уменьшение газосодержания в жидкости, поступающей в насос. При поступлении жидкости в насос газ частично сепарируется в затрубное пространство. Сепарацию газа характеризуют коэффициентом сепарации, который

представляет собой отношение объёма свободного газа, уходящего в затрубное пространство, ко всему объёму свободного газа при термодинамических условиях у приёма насоса.

Сепарацию (отделение) газа можно улучшить с помощью защитных устройств и приспособлений, называемых газовыми якорями (газосепараторами), которые устанавливаются при приеме насоса. Работа их основана на использовании сил гравитации (всплывания), инерции, их сочетания. В настоящее время штанговые глубинные насосы оборудуются газопесочными якорями (ГПЯ).

Работа ШГН в искривлённых скважинах

При большой кривизне ствола скважины наблюдается интенсивное истирание НКТ и штанг вплоть до образования длинных щелей в трубах или обрыва штанг.

Борьба с односторонним истиранием оборудования

Для медленного проворачивания колонны штанг и плунжера «на выворот» при каждом ходе головки балансира с целью предотвращения одностороннего истирания штанг, муфт и плунжера при использовании пластинчатых скребков применяют штанговращатель. Применяют также протекторные и направляющие муфты, скребки-завихрители. Кроме того, принимают режим откачки, характеризующийся большой длиной хода S и малым числом качаний n . Также перед спуском ШГН и ЭЦН в наклонную скважину спускают шаблон диаметром больше, чем насос.

Влияние песка

Отрицательное влияние песка в продукции приводит к абразивному износу плунжерной пары, клапанных узлов и образованию песчаной пробки на забое. Песок также при малейшей не герметичности НКТ быстро размывает каналы протекания жидкости в резьбовых соединениях, усиленно изнашивает штанговые муфты и внутреннюю поверхность НКТ, особенно в искривлённых скважинах. Даже при кратковременных остановках (до 10–20 мин.) возможно заедание плунжера в насосе, а при большом осадке – и заклинивание штанг в трубах. Увеличение утечек жидкости, обусловленных абразивным износом и размывом, приводит к уменьшению подачи ШСНУ и скорости подачи восходящего потока ниже приёма, что способствует ускорению образования пробки. А забойная пробка существенно ограничивает приток в скважину. Снижение дебита вследствие износа оборудования и образования песчаной пробки вынуждает проведение преждевременного ремонта для замены насоса и промывки пробки. К песчаным скважинам относят скважины с содержанием песка более 1 г/л.

Борьба с песком

При насосной эксплуатации выделяют 4 группы методов борьбы с песком:

1. Наиболее эффективный метод – предупреждение и регулирование поступления песка из пласта в скважину. Первое осуществляют посредством либо установки специальных фильтров на забое, либо крепления призабойной зоны, а второе – уменьшением отбора жидкости.

2. Обеспечение выноса на поверхность значительной части песка, поступающего в скважину. Это обеспечивается подбором сочетаний подъёмных труб и штанг либо подкачкой в затрубное пространство чистой жидкости (нефти, воды).

3. Установкой песочных якорей (сепараторов) и фильтров у приёма насоса достигается сепарация песка от жидкости. Работа песчаных якорей основана на гравитационном принципе.

Песочный якорь прямого действия одновременно является газовым якорем. Применение песочных якорей – не основной, а вспомогательный метод борьбы с песком. Метод эффективен для скважин, в которых поступление песка непродолжительно и общее его количество невелико.

4. Противопесочные фильтры, устанавливаемые у приёма насоса, предупреждают поступление в насос песчинок средних и крупных размеров (более 0,01 мм в зависимости от соотношения размеров песчинок и каналов материала фильтра). Вследствие быстрого засорения противопесочные фильтры не нашли широкого применения. Их целесообразно помещать в корпус с «карманом» для осаждения песка или сочетать с песочным якорем.

Добыча высоковязких нефтей

Основной способ подъёма высоковязких нефтей на поверхность – штанговый скважинно-насосный. В процессе эксплуатации возникают осложнения, вызванные сигналами гидродинамического трения и при движении штанг в жидкости, а также движении жидкости в трубах и через нагнетательный и всасывающий клапаны.

При откачке нефтей с вязкостью более 500 мПа·с может происходить «зависание» штанг в жидкости при ходе вниз.

Борьба с высоковязкой нефтью

Основной метод химический основанный на добавлении в поток добываемой жидкости (в зону приема глубинного насоса, в зону перфорации, в затрубное пространство, а также в трубопровод нефтесбора) различных химических добавок уменьшающих их вязкость.

Анализ борьбы с осложнениями при работе скважин, оборудованных УСШН, на Сасимовском месторождении

Нефти Сасимовского месторождения высокосернистые, высокосмолистые, парафинистые, содержат сероводород, т.е. запасы месторождения являются трудноизвлекаемыми. Сероводород вызывает коррозию оборудования, а парафин, откладываясь на ГНО, осложняет его работу. Всё это вынуждает применять различные методы для борьбы с осложнениями.

Дополнительное оборудование, предназначенное для борьбы и предотвращения осложнений:

- линия кабельная греющая, нагреватель АСЛН-1;
- устьевой блок подачи реагента (УБПР);
- дозатор реагента глубинный (ДРГ-1);
- магнитный аппарат скважины (МАС -2);
- якорь газопесочный (ЯГП);
- скребок штанговый;
- фильтры (сетчатые и щелевые).

Распределение механизированного фонда скважин, оборудованных УСШН по дополнительному оборудованию, предназначенного для борьбы и предотвращения осложнений приведено на рисунке 7.

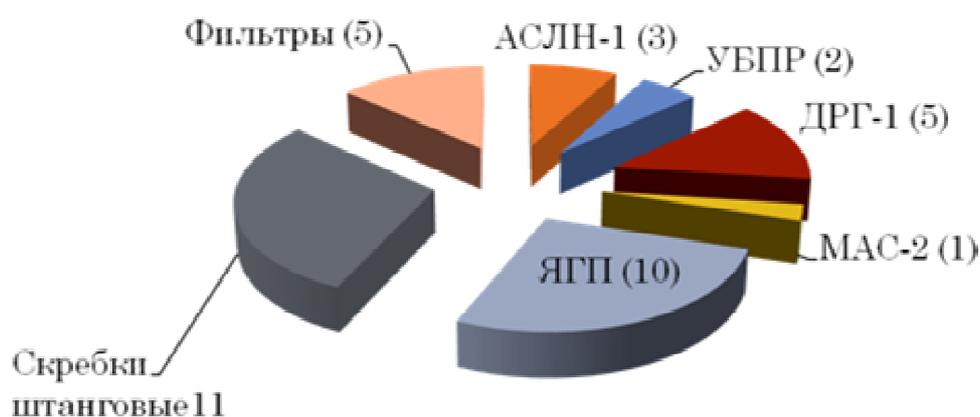


Рисунок 7 – Распределение механизированного фонда скважин, оборудованных УСШН по дополнительному оборудованию, предназначенного для борьбы и предотвращения осложнений

Охват механизированного фонда скважин, оборудованных УСШН дополнительным оборудованием, предназначенного для борьбы и предотвращения осложнений, показано на рисунке 8.

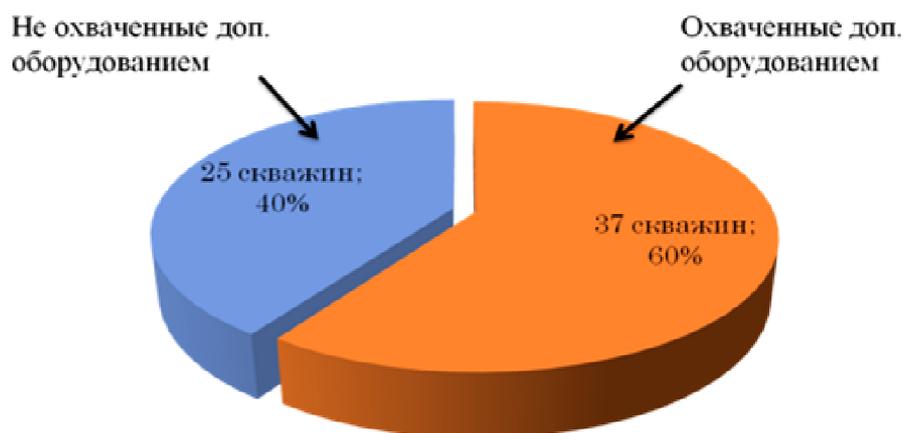


Рисунок 8 – Охват механизированного фонда скважин, оборудованных УСШН дополнительным оборудованием, предназначенного для борьбы и предотвращения осложнений

Наиболее распространённым видом осложнения, возникающего при эксплуатации скважин Сасимовского месторождения, оборудованных УСШН, является АСПО, поэтому анализ будет произведён для оборудования, предназначенного для предотвращения возникновения АСПО.

По результатам анализа работы скважин Сасимовского месторождения после внедрения дополнительного оборудования (АСЛН-1) по ТРС и промывкам можно сделать следующие выводы:

1) на скважине № 190 межочистной период не изменился, но увеличилась наработка на отказ с 872 до 1095 сут. Эффективность доказана;

2) на скважине № 601 межочистной период повысился с 14 до 122 сут. и увеличилась наработка на отказ с 1000 до 1825 сут. Эффективность доказана.

По результатам анализа работы скважин Сасимовского месторождения после внедрения дополнительного оборудования (глубинный дозатор ДРГ-1) по ТРС и промывкам можно сделать следующие выводы:

1) на скважине № 9083 межочистной период не изменился, но уменьшилась наработка на отказ с 527 до 269 сут.;

2) на скважине № 206 межочистной период не изменился, но увеличилась наработка на отказ с 153 до 1457 сут. Эффективность доказана.

В целом скважины Сасимовского месторождения, оборудованные УШГН, работают в оптимальном режиме.

Литература

1. Оборудование для добычи нефти / А.А. Арутюнов [и др.] – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
7. Конструкторско-технологическое обеспечение способов одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых объектов месторождений / Т.Н. Иванова [и др.] – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – 276 с.

8. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М. : ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.
9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
10. Кошелев А.Т., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Реконструкция и восстановление скважин: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 284 с.
11. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
12. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
13. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
14. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
15. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
16. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
17. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
18. Александров А.Н., Рогачёв М.К. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 14–19.
19. Ахриев К.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 275–297.
20. Баландин Л.Н., Баландин И.Л., Дубовицкая Ю.А. Совершенствование конструкции штанговых глубиннонасосных установок для добычи нефти с повышенной вязкостью // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 33–35.
21. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 34–61.
22. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 62–81.
23. Грибенников О.А., Шумахер М.Ю., Рудь О.Н. Вопрос оптимизации работы УЭЦН на примере Бобровского месторождения «Оренбургнефть» // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 144–148.
24. Анализ эффективности применяемых установок штанговых глубинных насосов в условиях добычи высоковязкой нефти / Т.Н. Иванова [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 218–224.
25. Иванова Т.Н., Новокшенов Д.Н. Анализ применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях Удмуртии // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 225–227
26. Молчанова В.А., Тугунов П.М., Лежнин В.А. Физическая модель штанговой насосной установки // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 324–327.
27. Чернокнижный Д.В., Савенок О.В. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на Первомайском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 1. – С. 124–149.

References

1. Equipment for oil production / A.A. Arutyunov [et al.] – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – 182 p.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal: in 2 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Vol. 1–2.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.

4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
7. Design and technological support of the methods of simultaneous separate exploitation of multi-horizon field / T.N. Ivanova [et al.] – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – 276 p.
8. Ivanovsky V.N., Darischev V.I., Sabirov A.A. Well pump units for oil production. – M. : State Unitary Enterprise Publishing House «Oil and Gas» Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2002. – 824 p.
9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
10. Koshelev A.T., Savenok O.V., Lavrentiev A.V. Reconstruction and restoration of wells: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 284 p.
11. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
12. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.] – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2017. – 326 p.
13. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
14. Savenok O.V. Optimization of operating equipment to improve the efficiency of oilfield systems with complex production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.
15. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
16. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
17. Ecological aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra-Inzheneriya, 2021. – 652 p.
18. Aleksandrov A.N., Rogachev M.K. Improving the efficiency of well operation by electric centrifugal pumps in the conditions of asphaltene-resin-paraffin deposits formation // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 2. – P. 14–19.
19. Akhriev K.R., Savenok O.V., Yakovlev A.L. Analysis of the effectiveness of electric centrifugal pump units at the Novo-Pokur oil field // Nauka. Technique. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 4. – P. 275–297.
20. Balandin L.N., Balandin I.L., Dubovitskaya Y.A. Improvement of the design of rod depth-pumping units for oil production with increased viscosity // Bulatov Readings. – 2019. – VOL. 2. – P. 33–35.
21. Borovik O.V., Savenok O.V. Analysis of the effectiveness of ESP installations in the fields of the Krasnodar region // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 2. – P. 34–61.
22. Borovik O.V., Savenok O.V. Analysis of the application of the Y-Tool bypassing system for the study under the operating ESP at the fields of the Krasnodar region // Science. Technology. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 2. – P. 62–81.
23. Gribennikov O.A., Shumakher M.Y., Rud O.N. The issue of optimization of ESP operation on the example of Bobrovskoye field «Orenburgneft» // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 p. – Part. 1. – P. 144–148.
24. Analysis of efficiency of the used rod deep-well pump units in conditions of extraction of high-viscosity oil / T.N. Ivanova [et al.] // Bulatov's readings. – 2020. – VOL. 2 – P. 218–224.
25. Ivanova T.N., Novokshonov D.N. Analysis of application of dual-pooling technology in the multi-horizon fields of Udmurtia // Bulatov readings. – 2020. – VOL. 2. – P. 225–227
26. Molchanova V.A., Tugunov P.M., Lezhnin V.A. Physical model of a rod pumping unit // Bulatov readings. – 2020. – VOL. 2. – P. 324–327.
27. Chernoknizhniy D.V., Savenok O.V. Optimization of electric centrifugal pump units at the Pervomayskoye oil field // Nauka. Engineering. Tekhnologii (Poly-technicheskiy vestnik). – 2018. – № 1. – P. 124–149.