

УДК 622.276.054.23

ПОДБОР ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА НА СКВАЖИНУ ВОСТОЧНО-ЛАМБЕЙШОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



SELECTION OF AN ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP FOR A WELL OF THE VOSTOCHNO-LAMBEYSHORSKOYE FIELD

Зудин Борис Георгиевич

студент направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»,
Ухтинский государственный технический университет
zudin-1985@list.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Погружные центробежные насосы (УЭЦН) в настоящее время являются одним из основных средств механизированной эксплуатации нефтяных скважин. На их долю приходится более 53 % добываемой в России нефти и более 63 % извлекаемой из скважин жидкости. Одно из важнейших условий эффективного использования УЭЦН – это правильный подбор УЭЦН к скважине, т.е. выбор для каждой конкретной скважины таких взаимообусловленных типоразмеров насоса, электродвигателя с гидрозащитой, кабеля, трансформатора, подъёмных труб из имеющегося парка оборудования и такой глубины спуска насоса в скважину, которые обеспечат освоение скважины и технологическую норму отбора жидкости (номинального дебита) из неё в установившемся режиме работы системы «скважина – УЭЦН» при наименьших затратах. Подбор УЭЦН к скважине на современном уровне связан с выполнением относительно трудоёмких и громоздких вычислений и осуществляется с помощью ЭВМ.

Ключевые слова: подбор электроцентробежного насоса на скважину; обоснование выбора внутрискважинного оборудования для эксплуатации скважин; мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин; эксплуатация скважины Восточно-Ламбейшорского месторождения; методика подбора электроцентробежных насосов; подбор электроцентробежного насоса для скважины Восточно-Ламбейшорского месторождения.

Zudin Boris Georgievich

Student training direction
21.03.01 «Oil and Gas Engineering»,
Ukhta State Technical University
nata_kovalchuk@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Development and Operation of Oil
and Gas Fields
and Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. Installation of an electric centrifugal pumps are currently one of the main means of mechanized operation of oil wells. They account for more than 53 % of oil produced in Russia and more than 63 % of fluid recovered from wells. One of the most important conditions for the efficient use of installation of an electric centrifugal pump is the correct selection of installation of an electric centrifugal pump for the well, i.e. selection for each specific well of such interdependent sizes of a pump, an electric motor with hydraulic protection, a cable, a transformer, lifting pipes from the existing equipment park and such a depth of lowering the pump into the well, which will ensure the development of the well and the technological rate of fluid withdrawal (nominal flow rate) from it in a steady state operation of the «well – installation of an electric centrifugal pump» system at the lowest cost. The selection of the installation of an electric centrifugal pump for the well at the modern level is associated with the performance of relatively time-consuming and cumbersome calculations and is carried out with the help of a computer.

Keywords: selection of an electric centrifugal pump for a well; substantiation of the choice of downhole equipment for well operation; measures to prevent and combat complications during well operation; well operation of the Vostochno-Lambeishorskoye field; methodology for the selection of electric centrifugal pumps; selection of an electric centrifugal pump for the well of the Vostochno-Lambeishorskoye field.

О обоснование выбора внутрискважинного оборудования для эксплуатации скважин Восточно-Ламбейшорского месторождения

В соответствии с геолого-физической характеристикой залежи нефти Восточно-Ламбейшорского месторождения в газе содержание сероводорода до 7,56 % объёмных, углекислого газа до 1,52 % объёмных.

В связи с высоким содержанием сероводорода в скважинной продукции для эксплуатации скважин Восточно-Ламбейшорского месторождения в соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности и с целью предохранения эксплуатационной колонны от воздействия сероводородсодержащей жидкости, а также обеспечения безаварийной продолжительной работы необходимо использование комплекса внутрискважинного оборудования в исполнении КЗ (содержание H_2S и $CO_2 > 6 \%$).

В связи с этим рекомендуется эксплуатационные скважины оборудовать комплексами внутрискважинного оборудования для фонтанной и механизированной добычи производства Российской компании «Измерон».

В состав комплекса внутрискважинного оборудования для фонтанной добычи входит:

- хвостовик с воронкой;
- нижний ниппель для посадки обратного клапана, необходимого для установки (раскрытия) пакера;
- пакер гидравлический двустороннего действия ПДГМ-ЦК-153(140)×50-КЗ, обеспечивающий сохранность эксплуатационной обсадной колонны (заполнение межтрубного пространства ингибированной жидкостью и подачи её в НКТ);
- верхний ниппель для посадки обратного клапана, необходимого для глушения скважины на время проведения работ по замене и ревизии внутрискважинного оборудования;
- разъединитель колонны насосно-компрессорных труб для обеспечения подъёма НКТ без подъёма пакера;
- циркуляционный клапан КЦ-2188-231-КЗ (для глушения скважины);
- клапан ингибиторный ИИ-60-КЗ для подачи ингибитора в колонну НКТ;
- компенсатор температурных удлинений (телескопическое соединение) КМТВ-122×500×2000-КЗ;
- клапан-отсекатель стационарный КОСС-52×130-КЗ;
- колонна насосно-компрессорных труб НКТ-73×7 мм, материал труб С90 сероводородостойкие, равнопрочные, с высокогерметичной резьбой.

Установка (снятие) клапанов в нижний и верхний ниппели производится с помощью канатной техники, при снятых клапанах проход в лифтовой колонне свободный для проведения исследований в призабойной зоне скважины.

Компоновка внутрискважинного оборудования обеспечивает возможность отсоединения лифтовой колонны от пакера для проведения замены НКТ после регламентированного срока работы в условиях сероводорода с целью:

- дальнейшей эксплуатации в условиях высокого содержания сероводорода;
- возможности (при необходимости) снятия пакерного устройства не ослабленной (технологической) колонной НКТ;
- проведения ревизии или замены ингибиторного и циркуляционного клапанов.

Разъединитель устанавливается ниже ингибиторного и циркуляционного клапанов. Фонтанные скважины рекомендуется оснащать арматурой типа АФК6В-65-35ХЛКЗ (рис. 1), условного прохода 65 мм, соответствующего внутреннему диаметру НКТ-73.

После прекращения фонтанирования проектные отборы могут быть обеспечены механизированной эксплуатацией скважин.

Исходя из среднесуточных дебитов новых скважин (152-1020 тонн/сут.), рекомендуется оборудовать скважины Восточно-Ламбейшорского месторождения электропогружными центробежными насосными установками в коррозионно-стойком исполнении. Технические возможности УЭЦН импортного и российского производства позволяют обеспечить необходимые дебиты. К тому же разнообразные модификации УЭЦН позволяют подобрать оборудование для эксплуатации скважин, осложнённых теми или иными условиями (коррозионно- и износостойкие).

В состав комплекса подземного оборудования для механизированной добычи входит:

- хвостовик с воронкой;
- нижний ниппель для посадки обратного клапана, необходимого для установки (раскрытия) пакера;

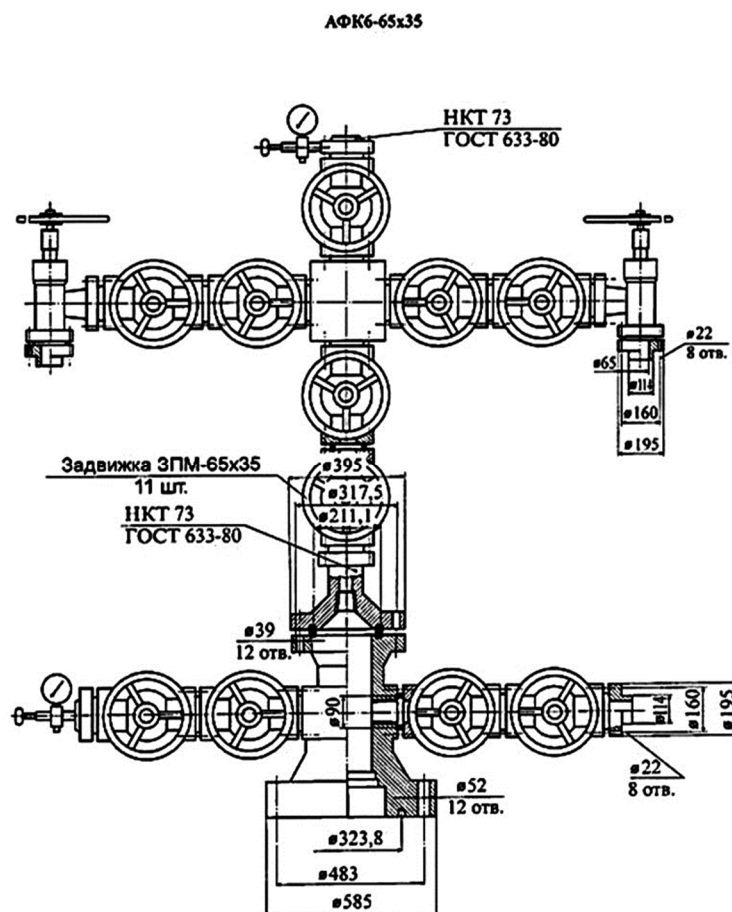


Рисунок 1 – Фонтанная арматура

- пакер гидравлический двустороннего действия ПДГМ-ЦК-153(140)×50-К3, обеспечивающий сохранность эксплуатационной обсадной колонны (заполнение межтрубного пространства ингибированной жидкостью и подачи её в НКТ);
- верхний ниппель для посадки обратного клапана (клапана-отсекателя), необходимого для глушения скважины на время проведения работ по замене и ревизии внутрискважинного оборудования;
- разъединитель колонны НКТ для обеспечения подъёма НКТ без пакера;
- клапан комбинированный КК-К3 для обеспечения циркуляции и подачи ингибитора в колонну НКТ;
- компенсатор температурных удлинений КМТВ-122×500×2000-К3;
- кожух, в котором находятся струйный насос (обеспечивающий отбор свободного газа) НС-102-К3 и УЭЦН, D = 140×10 мм, безмуфтовый, коррозионно-стойкого исполнения с узлом кабельного ввода с циркуляционным клапаном УКВ-ЦКД-140-К3;
- компенсатор длины кабеля КДК-102×1000-К3;
- клапан-отсекатель стационарный КОСС-52×130-К3;
- колонна насосно-компрессорных труб НКТ-73×7 мм, материал труб С90 сероводородостойкие, равнопрочные, с трапецеидальной высокогерметичной резьбой, устанавливаемая от устья до кожуха, длина секции до 2000 м;
- колонна насосно-компрессорных стеклопластиковых труб марки RED BOX 3000 D = 89×10 мм, устанавливаемые от кожуха до пакера для снижения нагрузки на кожух, длина секции до 2000 м.

Компоновка внутрискважинного оборудования обеспечивает возможность:

- использовать пакерное оборудование фонтанной скважины без его подъёма (хвостовик с обратным клапаном, пакер, разъединитель колонны);
- отсоединения лифтовой колонны от пакера для проведения замены УЭЦН, при этом глушение скважины производится в надпакерном пространстве без воздействия на пласт;

- возможности (при необходимости) снятия пакерного устройства не ослабленной (технологической) колонной НКТ;
- сохранение обсадной колонны от коррозионного воздействия и подачи ингибиторов в лифтовую колонну.

Разъединитель устанавливается ниже ингибиторного и циркуляционного клапанов.

Данная конструкция позволяет обеспечить объёмы добычи от 152 тонн/сут. при использовании серийного оборудования импортного и российского производства типа DN4000REDA-1600, 400P22SND, 400P35SND (CENTRILIFT) в габарите 102 мм, 226ЭЦНАКИ5-200-1500, 10.1ЭЦНАИК5А-800-1800, 2ВННПИК5А-700ГЗ-1700 в габарите 103 мм, опытного производства ВНИИК4-200-1740. Установки ЭЦН комплектуются погружными электродвигателями необходимой мощности в габарите 103 мм. При комплектации ГНО частотной станцией управления и регулирования числа оборотов обеспечивается весь диапазон планируемой производительности скважин. Комплектация УЭЦН вентильными двигателями также позволяет обеспечить весь диапазон производительности скважин при щадящих условиях запуска ГНО. Исполнение ГНО износостойкое, насосные установки комплектовать диспергатором типа МНДБ5, максимально допустимое содержание свободного газа на входе в диспергатор до 55 % по объёму. Величина напора ЭЦН рассчитывается с учётом обеспечения работы струйного насоса (необходимый перепад давления на струйном насосе – 5 МПа). Струйный насос обеспечивает отбор свободного газа, образующегося в кожухе выше приёма насоса, и вместе с ним жидкости, что повысит эффективность работы ЭЦН.

Механизированные скважины оснащаются устьевой арматурой типа АФК6Э-65-35ХЛКЗ (ГОСТ-13846-84).

Глубина спуска глубинно-насосного оборудования зависит от глубины начала парафиноотложений и допустимого количества свободного газа на приёме насоса (с учётом газосепаратора-диспергатора). По расчётам начало парафиноотложений на глубине 700 м (уточняется в процессе фонтанной эксплуатации и определяется для каждой скважины индивидуально). Установка ГНО на глубине 1800–2100 м (расчётное количество свободного газа на приёме насоса до 10 %).

Для контроля работы ЭЦН рекомендуется оснастить электропогружные установки термоманометрической системой, регистрирующей температуру жидкости на приёме насоса, температуру обмотки статора погружного электродвигателя, давление на приёме насоса.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Осложняющими факторами, при эксплуатации скважин Восточно-Ламбейшорского месторождения, негативно влияющими на работу ГНО, являются:

- содержание в нефти парафина – 5,67 %;
- высокое содержание сероводорода в газе – до 7,56 %;
- высокое газосодержание – 202,5 м³/т.

Рекомендуемые способы борьбы с осложняющими факторами представлены ниже.

1. *Мероприятия по работе с фондом скважин, осложнённым АСПО.* Для борьбы с АСПО рекомендуется механическая очистка НКТ скребками, спускаемыми на проволоке D = 2,4 мм с коррозионно-стойким покрытием или изготовленные из некорродирующих материалов, с организацией постоянного контроля состояния скребковой проволоки. Частота спуска скребков 1 раз в неделю (уточняется в процессе эксплуатации), привод – от УДС.

2. *Мероприятия по работе с фондом скважин, осложнённым коррозией.* Коррозионная активность добываемой продукции, в первую очередь, обусловлена высоким содержанием растворённых коррозионно-активных газов. Концентрация сероводорода в газе превышает 6 % (до 7,56 %), диоксида углерода – до 1,52 % и высокой минерализацией – 139,4 г/дм³, что свидетельствует о высоком риске сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН).

В соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (глава VI Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленно-

сти ПБ 08-624-03, п. 6.7.3, 6.7.6) на месторождениях с высоким содержанием сероводорода эксплуатация скважинного оборудования, коммуникаций и надземного технологического оборудования, независимо от материального исполнения, ведётся с использованием ингибиторной защиты.

Рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- применение оборудования в исполнении КЗ;
- применение УЭЦН (насос, диспергатор, гидрозащита, ПЭД) в коррозионно-стойком исполнении;
- применение НКТ с внутренним антикоррозионным покрытием (типа PolyPlex-R, ПЭП-585, эмалированные). Независимо от применяемых защитных покрытий материал стальных труб НКТ должен отвечать требованиям стойкости по СКРН;
- ингибиторная защита обсадной колонны заполнением межтрубного пространства обработанной ингибитором жидкостью (обезвоженной нефтью);
- подача ингибитора на приём насоса через ингибиторный клапан в лифтовые трубы или по ингибиторной трубке.

3. *Мероприятия по борьбе с высоким газовым фактором.* Для борьбы с вредным влиянием свободного газа на работу ЭЦН рекомендуется дополнительно комплектовать УЭЦН:

- установка диспергатора, обеспечивающего нормальную работу насоса при содержании свободного газа на входе в диспергатор до 55 %;
- комплектация насоса входным модулем с мультифазной насадкой, обеспечивающей нормальную работу насоса при содержании свободного газа перед входным модулем 55–60 %;
- применение центробежных насосов типа ВНН, допускающих содержание свободного газа на приёме насоса до 25 %;
- установка выше УЭЦН струйного насоса, обеспечивающего отбор свободного газа из затрубного пространства (кожуха) и за счёт работы газа улучшающего условия подъёма жидкости.

Эксплуатация скважины № 6 Восточно-Ламбейшорского месторождения

Продуктивный пласт (D3dz) вскрыт в интервале 3711–3741 м. Скважина эксплуатируется фонтанным способом. Вступительный дебит нефти составил 198,0 тонн/сут., жидкости – 198,2 тонн/сут., при обводнённости 0,1 %.

Конструкция скважины:

- направление: \varnothing 426 мм, глубина спуска – 30 м;
- кондуктор: \varnothing 323,9 мм, глубина спуска – 500 м;
- техническая колонна: \varnothing 244,5 мм, глубина спуска – 2329 м;
- эксплуатационная колонна: \varnothing 168,3 мм, глубина спуска – 3830 м.

Фонтанная арматура – АФК 6-65х35 ХЛ КЗ (рабочее давление – 35 МПа, условный проход – 65 мм, категория коррозионной стойкости – КЗ). Насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм спущены до глубины 3690 м. Пакер гидравлический ПДГМ-ЦК-153(140)х50, обеспечивающий сохранность эксплуатационной обсадной колонны, смонтирован на глубине 3560 м.

За период эксплуатации дебит по жидкости снизился со 198 тонн/сут. до 110 тонн/сут., обводнённость увеличилась до 20 %, в связи с чем рекомендуется перевод скважины на эксплуатацию УЭЦН.

Методика подбора электроцентробежных насосов

Под подбором УЭЦН к нефтяным скважинам понимается определение конкретного типоразмера или типоразмеров установок, обеспечивающих заданную добычу пластовой жидкости из скважины с заданной глубины при оптимальных или близких к оптимальным рабочим показателям, – подаче, напоре, мощности и др. (заштрихованная область на рис. 2).

На предприятии, ведущем разработку Восточно-Ламбейшорского месторождения, подбор оборудования для эксплуатации скважин проводится с помощью специализированного программного обеспечения – программного комплекса «Автотехнолог».

Методика подбора насосных установок для добычи нефти основывается на знаниях законов фильтрации пластового флюида в пласте и призабойной зоне пласта, на законах движения водогазонефтяной смеси по обсадной колонне скважины и по колонне НКТ, на зависимостях гидродинамики электроприводного погружного насоса. Кроме того, в частности для электроприводных насосов, часто необходимо знать точные значения температуры как перекачиваемой жидкости, так и элементов насосной установки, поэтому в методике подбора важное место занимают термодинамические процессы взаимодействия насоса, погружного электродвигателя и токопроводящего кабеля с откачиваемым многокомпонентным пластовым флюидом, термодинамические характеристики которого меняются в зависимости от окружающих условий.

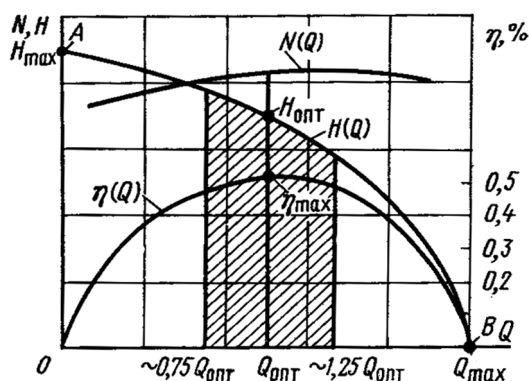


Рисунок 2 – Типичная характеристика погружного центробежного насоса

Расчётные формулы, применяемые в ПК «Автотехнолог»:

1. Плотность смеси на участке «забой скважины – приём насоса»:

$$\rho_{см} = (\rho_в \cdot b + \rho_н \cdot (1 - b)) \cdot (1 - \Gamma) + \rho_г \cdot \Gamma, \quad (1)$$

где $\rho_н$ – плотность сепарированной нефти; $\rho_в$ – плотность пластовой воды; $\rho_г$ – плотность газа в стандартных условиях; Γ – текущее объёмное газосодержание; b – обводнённость пластовой жидкости.

2. Забойное давление, при котором обеспечивается заданный дебит скважины:

$$P_{заб} = P_{пл} - \frac{Q}{K_{прод}}, \quad (2)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление; Q – заданный дебит скважины; $K_{прод}$ – коэффициент-продуктивности скважины.

3. Глубина расположения динамического уровня при заданном дебите жидкости

$$H_{дин} = L_{скв} - \frac{P_{заб}}{\rho_{см} \cdot g}. \quad (3)$$

4. Давление на приёме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно допустимое для данного региона (например, $\Gamma = 0,15$):

$$P_{подв} = P_{нас} \cdot (1 - \Gamma)^{\frac{1}{k}}, \quad (4)$$

где k – степень кривой разгазирования.

5. Глубина подвески насоса:

$$H_{подв} = H_{дин} + \int_{P_{затр}}^{P_{нас}} \frac{dP}{\rho_{см}(P)}. \quad (5)$$

6. Температура пластовой жидкости на приёме насоса:

$$T = T_{пл} - (L_{скв} - L) \cdot G_m, \quad (6)$$

где $T_{пл}$ – пластовая температура; G_m – температурный градиент.

7. Объёмный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос:

$$B_0 = b + (1 - b) \cdot \left[1 + (B - 1) \cdot \sqrt{\frac{P_{пр}}{P_{нас}}} \right], \quad (7)$$

где B – объёмный коэффициент нефти при давлении насыщения; b – объёмная обводнённость продукции; $P_{пр}$ – давление на входе в насос; $P_{нас}$ – давление насыщения.

8. Дебит жидкости на входе в насос:

$$Q_{пр} = Q \cdot B_0. \quad (8)$$

9. Объёмное количество свободного газа на входе в насос:

$$G_{пр} = G \cdot \left[1 - \frac{P_{пр}}{P_{нас}} \right], \quad (9)$$

где G – газовый фактор.

10. Газосодержание на входе в насос:

$$\beta_{вх} = \frac{1}{(1 + P_{пр}) \cdot \frac{B_0}{G_{пр}}} + 1. \quad (10)$$

11. Расход газа на входе в насос:

$$Q_{г.пр.с} = \frac{Q_{пр} \cdot \beta_{вх}}{(1 - \beta_{вх})}. \quad (11)$$

12. Приведённая скорость газа в сечении обсадной колонны на входе в насос:

$$C = \frac{Q_{г.пр.с}}{f_{скв}}, \quad (12)$$

где $f_{скв}$ – площадь сечения скважины на приёме насоса.

13. Истинное газосодержание на входе в насос:

$$\varphi = \frac{\beta_{вх}}{1 + \left(\frac{C_{пл}}{C} \right) \cdot \beta_{пр}}, \quad (13)$$

где $C_{пл}$ – скорость всплытия газовых пузырьков, зависящая от обводнённости продукции скважины.

14. Работа газа на участке «забой – приём насоса»:

$$P_{Г_1} = P_{нас} \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,4 \cdot \varphi} - 1 \right). \quad (14)$$

15. Работа газа на участке «нагнетание насоса – устье скважины»:

$$P_{Г_2} = P_{нас} \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,4 \cdot \varphi_{буф}} - 1 \right), \quad (15)$$

где
$$\varphi_{буф} = \frac{\beta_{буф}}{1 + \left(\frac{C_{п}}{C}\right) \cdot \beta_{буф}};$$

$$\beta_{буф} = \frac{1}{(1 + P_{буф}) \cdot \frac{B_{буф о}}{G_{буф}}} + 1. \quad (16)$$

Величины с индексом «буф» относятся к сечению устья скважины и являются «буферными» давлением, газосодержанием и т.д.

16. Потребное давление насоса

$$P = \rho \cdot g \cdot L_{дин} + P_{буф} - P_{Г_1} - P_{Г_2}, \quad (17)$$

где $L_{дин}$ – глубина расположения динамического уровня; $P_{буф}$ – буферное давление; $P_{Г_1}$ – давление работы газа на участке «забой – приём насоса»; $P_{Г_2}$ – давление работы газа на участке «нагнетание насоса – устье скважины».

17. По величине подачи насоса на входе, потребному давлению (напору насоса) и внутреннему диаметру обсадной колонны выбираем типоразмер погружного центробежного (или винтового, диафрагменного) насоса и определяем величины, характеризующие работу этого насоса в оптимальном режиме (подача, напор, КПД, мощность) и в режиме подачи, равной 0 (напор, мощность).

18. Коэффициент изменения подачи насоса при работе на нефтегазодожидательной смеси относительно водяной характеристики:

$$K_{Qv} = 1 - 4,95 \cdot v^{0,85} \cdot Q_{оВ}^{-0,57}, \quad (18)$$

где v – эффективная вязкость смеси; $Q_{оВ}$ – оптимальная подача насоса на воде.

19. Коэффициент изменения КПД насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{\eta v} = 1 - \frac{1,95 \cdot v^{0,4}}{Q_{оВ}^{0,27}}. \quad (19)$$

20. Коэффициент сепарации газа на входе в насос:

$$K_c = \frac{1}{1 + \left(\frac{6,02 \cdot Q_{пр}}{f_{ске}}\right)}, \quad (20)$$

где $f_{ске}$ – площадь кольца, образованного внутренней стенкой обсадной колонны и приёмной сеткой насоса.

21. Относительная подача жидкости на входе в насос:

$$q = \frac{Q_{ж.пр}}{Q_{оВ}}, \quad (21)$$

где $Q_{оВ}$ – подача в оптимальном режиме по «водяной» характеристики насоса.

22. Относительная подача на входе в насос в соответствующей точке водяной характеристики насоса:

$$q_{пр} = \frac{Q_{ж.пр}}{Q_{оВ} \cdot K_{Qv}}. \quad (22)$$

23. Газосодержание на приёме насоса:

$$\beta_{пр} = \beta_{ex} \cdot (1 - K_c). \quad (23)$$

24. Коэффициент изменения напора насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{Hv} = 1 - \frac{1,07 \cdot v^{0,6} \cdot q_{пр}}{Q_{oB}^{0,57}}, \quad (24)$$

25. Коэффициент изменения напора насоса с учётом влияния газа:

$$K = \frac{1 - \beta}{(0,85 - 0,31 \cdot q_{пр})^A}, \quad (25)$$

где $A = \frac{1}{15,4 - 19,2 \cdot q_{пр} + (6,8 \cdot q_{пр})^2}.$

26. Напор насоса на воде при оптимальном режиме

$$H = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot K \cdot K_{Hv}}, \quad (26)$$

27. Необходимое число ступеней насоса:

$$Z = \frac{H}{h_{cm}}, \quad (27)$$

где h_{cm} – напор одной ступени выбранного насоса.

Число Z округляется до большего целочисленного значения и сравнивается со стандартным числом ступеней выбранного типоразмера насоса. Если расчётное число ступеней оказывается больше, чем указанное в технической документации на выбранный типоразмер насоса, то необходимо выбрать следующий стандартный типоразмер с большим числом ступеней и повторить расчёт, начиная с п. 17.

Если расчётное число ступеней оказывается меньше, чем указанное в технической характеристике, но их разность составляет не более 5 %, выбранный типоразмер насоса оставляется для дальнейшего расчёта. Если стандартное число ступеней превышает расчётное на 10 %, то необходимо решение о разборке насоса и изъятии лишних ступеней. Дальнейший расчёт ведётся с п. 18 для новых значений рабочей характеристики.

28. КПД насоса с учётом влияния вязкости, свободного газа и режима работы

$$\eta = K_{\eta v} \cdot K_{\eta q} \cdot \eta_{oB}, \quad (28)$$

где η_{oB} – максимальный КПД насоса на водяной характеристике.

29. Мощность насоса:

$$N = \frac{P \cdot Q}{\eta}. \quad (29)$$

30. Мощность погружного двигателя:

$$N_{пэд} = \frac{N}{\eta_{пэд} \cdot \cos \varphi}, \quad (30)$$

где $\eta_{пэд}$ – КПД погружного электродвигателя; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности двигателя при рабочей температуре.

31. Проверяем насос и погружной двигатель на возможность откачки тяжёлой жидкости (жидкости глушения) при освоении скважины:

$$P_{эл} = \rho_{эл} \cdot g \cdot L + P_{буф} + P_{заб} + P_{пл}, \quad (31)$$

где $\rho_{эл}$ – плотность жидкости глушения.

Вычисляем напор насоса при освоении скважины:

$$H_{эл} = \frac{P_{эл}}{\rho_{эл} \cdot g}. \quad (32)$$

Величина $H_{эл}$ сравнивается с H паспортной водяной характеристики. Определяем мощность насоса при освоении скважины:

$$N_{эл} = \frac{P_{эл} \cdot Q}{\eta}. \quad (33)$$

Мощность, потребляемая погружным электродвигателем при освоении скважины:

$$N_{ПЭД.эл} = \frac{N_{эл}}{\eta_{ПЭД} \cdot \cos\varphi}. \quad (34)$$

32. Проверяем установку на максимально допустимую температуру на приёме насоса:

$$T > [T],$$

где $[T]$ – максимально-допустимая температура откачиваемой жидкости на приёме погружного насоса.

33. Проверяем установку на теплоотвод по минимально допустимой скорости охлаждающей жидкости в кольцевом сечении, образованном внутренней поверхностью обсадной колонны в месте установки погружного агрегата и внешней поверхностью погружного двигателя, для чего рассчитываем скорость потока откачиваемой жидкости:

$$W = \frac{Q}{F}, \quad (35)$$

где $F = 0,785 \cdot (D^2 - d^2)$ – площадь кольцевого сечения; D – внутренний диаметр обсадной колонны; d – внешний диаметр ПЭД.

Если скорость потока откачиваемой жидкости W оказывается больше $[W]$ (где $[W]$ – минимально допустимая скорость откачиваемой жидкости), тепловой режим погружного двигателя считается нормальным.

Если выбранный насосный агрегат не в состоянии отобрать требуемое количество жидкости глушения при выбранной глубине подвески, она (глубина подвески) увеличивается на $\Delta L = 10-100$ м, после чего расчёт повторяется, начиная с п. 5. Величина ΔL зависит от наличия времени и возможностей вычислительной техники потребителя.

После определения глубины подвески насосного агрегата по инклинограмме проверяется возможность установки насоса на выбранной глубине (по темпу набора кривизны на 10 м проходки и по максимальному углу отклонения оси скважины от вертикали). Одновременно с этим проверяется возможность спуска выбранного насосного агрегата в данную скважину и наиболее опасные участки скважины, прохождение которых требует особой осторожности и малых скоростей спуска при ПРС.

После окончательного подбора глубины спуска скважинного агрегата выбирается тип кабеля (по рабочему току и температуре откачиваемой жидкости) и типоразмер трансформатора (по рабочему току и напряжению). После окончания подбора оборудования определяется мощность, потребляемая установкой:

$$N_{потр} = N_{ПЭД} + \Delta N_{каб} + \Delta N_{тр}, \quad (36)$$

где $\Delta N_{каб} = \frac{3 \cdot I^2 \cdot L \cdot \rho_t}{S}$ – потери мощности в кабеле.

Здесь I – рабочий ток ПЭД; L – длина токопроводящего кабеля; ρ_t – сопротивление погонного метра кабеля при рабочей температуре; S – площадь поперечного сечения жил кабеля.

$\Delta N_{тр} = (1 - \eta_{тр}) \cdot (N_{ПЭД} + \Delta N_{каб})$ – потери мощности в трансформаторе;

где $\eta_{тр}$ – КПД трансформатора.

Подбор электроцентробежного насоса для эксплуатации скважины № 6 Восточно-Ламбейшорского месторождения

Скважина № 6 эксплуатируется с наименьшим дебитом жидкости, наблюдается увеличение обводнённости, что сокращает срок фонтанной эксплуатации скважины. Расчёты по подбору ГНО проведены в программном комплексе «Автотехнолог». В таблицах 1 и 2 представлены исходные данные, внесённые в специальную форму программы (рис. 3), необходимые для проведения расчётов.

На рисунке 4 представлен процесс заполнения формы ПК «Автотехнолог» «Инклинометрия».

Далее в соответствии с руководством пользователя ПК «Автотехнолог» выполнен подбор электроцентробежного насоса к скважине.

Результат подбора представлен в таблице 3.

Напорная характеристика насоса представлена на рисунке 5.

Рекомендуется спуск подземного оборудования в исполнении КЗ, полная компоновка оборудования представлена на рисунке 6.

Таблица 1 – Общие данные, необходимые для проведения расчётов

Параметры	Значения
Планируемый дебит жидкости, м ³ /сут.	250
Длина до верхней границы перфорации, м	3711
Длина подвески насоса, м	2605
Содержание механических примесей, мг/л	12
Давление буферное, МПа	1,9
Давление затрубное, МПа	4,8
Обводнённость, доли ед.	0,3
Внутренний диаметр обсадной колонны (секция 1 2 3), мм	168
Длина (секция 1 2 3), м	3827
Минимальный наружный диаметр НКТ, мм	73
Толщина стенки НКТ, мм	7
Коэффициент продуктивности, м ³ /МПа · сут.	3,66

Таблица 2 – Параметры пласта

Параметры	Значения
Название пласта	D ₃ fm ₁ (zd)
Содержание H ₂ S + CO ₂ , %	8,08
Газовый фактор, м ³ /м ³	202
Плотность нефти, кг/м ³	824
Плотность воды, кг/м ³	1135
Плотность газа, кг/м ³	0,833
Пластовое давление, МПа	39,5
Давление насыщения, МПа	21,8
Степень кривой разгазирования	3,5
Температура пласта, °С	91,6
Температурный градиент, °/м	0,03
Содержание АСПО, %	5,6
Температура выпадения АСПО, °С	30
Объёмный коэффициент нефти	1,41

Общие данные		Пласт	Инклинограмма	Оборудование	Скважина
Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:					
Длина до верхней границы перфорации, м:					
Длина подвески насоса, м:					
Динамический уровень, м:					
Содержание мех. примесей, мг/л:					
Давление буферное, МПа:					
Давление затрубное, МПа:					
Обводненность, ед.:					
Минимальный наружный диаметр НКТ, мм:					
Толщина стенки НКТ, мм:					
Коэффициент продуктивности, куб.м/МПа*сут.:			Кпр(Нд)		
Учесть поправку Вогеля	<input type="checkbox"/>	PVT:	стандарт		
Обсадная колонна	ГОСТ 632-88:				
Секции		№1			
Число секций (1-3):	1	Внутренний диаметр, мм:	148		
		Длина, м:	2700		

Тип насоса

Штанговый насос

Штанговый винтовой насос

Электроприводной насос

Насос и двигатель одного изготовителя

любой страны


только отечественное оборудование

только импортное оборудование

Выбирать оборудование

из всего описанного

только из склада



Подбор ЭЦН, ЭВН, ЭДН

Общие данные		Пласт	Инклинограмма	Оборудование	Скважина
Вскрытые пласты					
в справочнике по месторождению	Название пласта:				
	Содержание $H_2S+CO_2, \%$:				
	Газовый фактор, куб.м/куб.м:				
	Динамическая вязкость нефти, Па*с:				
	Плотность газа, кг/куб.м:				
	Плотность воды, кг/куб.м:				
	Плотность нефти, кг/куб.м:				
	Пластовое давление, МПа:				
	Давление насыщения, МПа:				
	Степень кривой разгазирования:	f-y _{гк}			
	Температура пласта, °С:				
	Температурный градиент, °С /м:				
	Содержание АСПО, %:				
	Температура выпадения АСПО, °С:				
Объемный коэффициент нефти:					

Тип насоса

Штанговый насос

Штанговый винтовой насос

Электроприводной насос

Насос и двигатель одного изготовителя

любой страны

только отечественное оборудование

только импортное оборудование

Выбирать оборудование

из всего описанного

только из склада



Подбор ЭЦН, ЭВН, ЭДН

Рисунок 3 – Форма ПК «Автотехнолог» по вводу исходных данных

Общие данные | Пласт **Инклинограмма** | Оборудование | Скважина

Длина м	Азимут град.	Зенит		
		град. дес.	град.	мин.
0	0	0	0	0
200	0	0	0	0
400	0	0	0	0
600	0	0	0	0
800	0	0	0	0
1000	0	5	5	0
1200	0	10	10	0
1400	0	15	15	0
1600	0	20	20	0
1800	0	20	20	0
2000	0	15	15	0
2200	0	10	10	0
2400	0	5	5	0
2600	0	5	5	0

Первая колонка является **длиной**

Добавить | Вставить | Удалить | Файл... | Авто + 20

Параметры подбора

Тип насоса

Штанговый насос

Штанговый винтовой насос

Электроприводной насос

Насос и двигатель одного изготовителя

любой страны

только отечественное оборудование

только импортное оборудование

Выбирать оборудование

из всего описанного

только из склада

Подбор ЭЦН, ЭВН, ЭДН

Рисунок 4 – Форма ПК «Автотехнолог» вкладка «Инклинограмма»

Таблица 3 – Результат подбора ЭЦН для эксплуатации скважины № 6

Предлагаемое оборудование и режим	Скважина № 6
Насос	ЭЦНКИ5А-250-2300
Длина подвески насоса, м	2605
Коэффициент подачи	1,0
Дебит нефти, тонн/сут.	160,4
Дебит жидкости, м ³ /сут.	250,0
Обводнённость, %	30

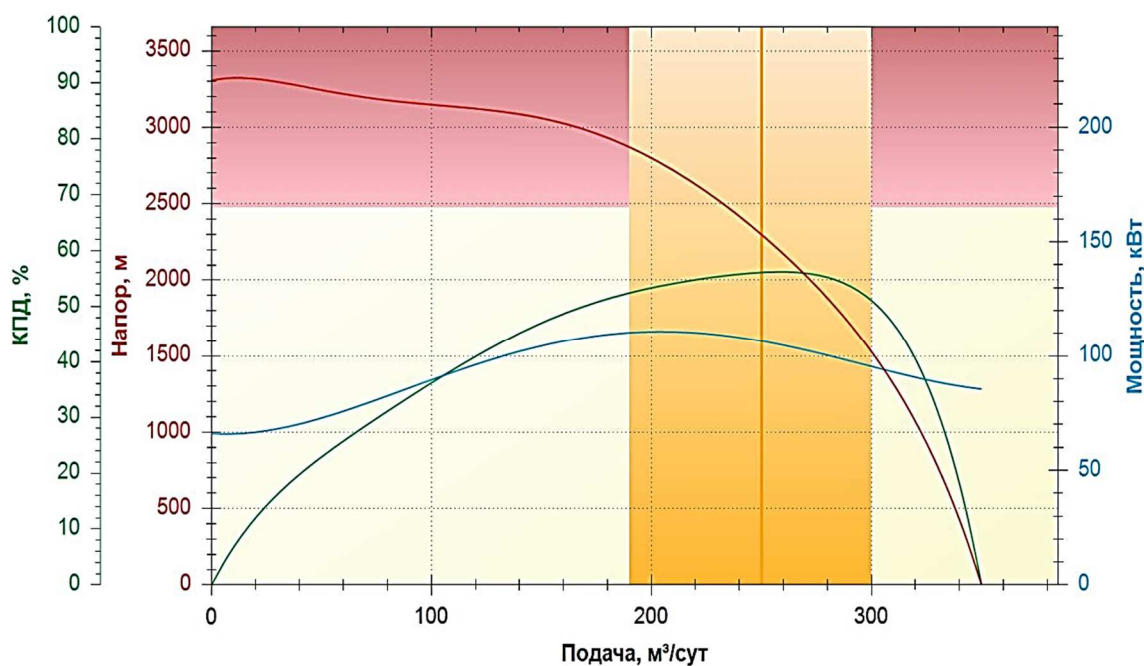


Рисунок 5 – Напорная характеристика ЭЦН5А-250-2300

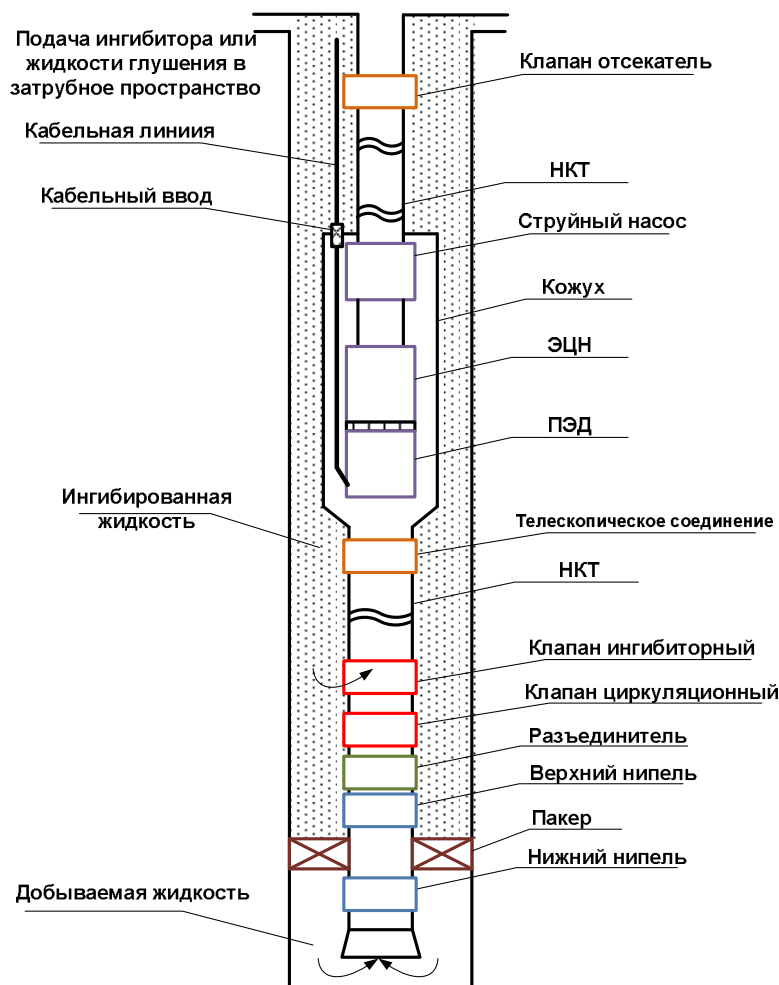


Рисунок 6 – Компоновка подземного оборудования

Выводы и рекомендации

Так как скважина № 6 эксплуатируется с наименьшим дебитом жидкости и наблюдается увеличение обводнённости, что сокращает срок фонтанной эксплуатации скважины, был подобран оптимальное насосное оборудование – ЭЦН5А-250-2300.

Рекомендуется установить данный насос при значительном снижении дебита или прекращении фонтанирования.

Литература

1. Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки Восточно-Ламбейшорского месторождения. – Ухта : Филиал «ПечорНИПИнефть», 2015. – 267 с.
2. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
3. Варламов П.С. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
4. Иванова Т.Н. Конструкторско-технологическое обеспечение способов одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых объектов месторождений / Т.Н. Иванова [и др.]. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2020. – 276 с.
5. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Ладенко А.А. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
7. Попов В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учеб.пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.

8. Попов В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений / О.В. Савенок, А.А. Ладенко. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Савенок О.В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин / О.В. Савенок, Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Савенок О.В. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин : монография / О.В. Савенок [и др.]. – М.; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
12. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений : учеб. пособие : в 2 ч. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
13. Абзалов А.В. Анализ причин отказов и разработка мероприятий по совершенствованию работы скважин Черногорского месторождения, оборудованных центробежными насосами / А.В. Абзалов, О.В. Савенок // III Международная научно-практическая конференция «Научный потенциал вуза – производству и образованию», посвящённая 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. Сборник научных статей (4–5 декабря 2020 года, г. Армавир). – Армавир : АМТИ, 2020.
14. Александров А.Н. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений / А.Н. Александров, М.К. Рогачёв // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 14–19.
15. Ахриев К.Р. Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении / К.Р. Ахриев, О.В. Савенок, А.Л. Яковлев // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 275–297.
16. Баландин Л.Н. Подбор материалов для электроцентробежных насосов с целью уменьшения электрохимического взаимодействия / Л.Н. Баландин, И.Л. Баландин, О.С. Трошина // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 69–71.
17. Боровик О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края / О.В. Боровик, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 34–61.
18. Боровик О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края / О.В. Боровик, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 62–81.
19. Грибенников О.А. Вопрос оптимизации работы УЭЦН на примере Бобровского месторождения «Оренбургнефть» / О.А. Грибенников, М.Ю. Шумахер, О.Н. Рудь // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 144–148.
20. Иванова Т.Н. 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.
21. Мехоношин В.А. Подбор установки электроцентробежного насоса к нефтяной скважине Лыаельской площади Ярегского месторождения / В.А. Мехоношин, О.В. Савенок // Инновационные технологии в производстве строительных материалов и конструкций: сборник научных трудов Международного симпозиума (27–28 ноября 2020 года, г. Ташкент). – Ташкент : Министерство строительства Республики Узбекистан, Ташкентский архитектурно-строительный институт, 2020. – С. 282–292.
22. 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.
23. Савенок О.В. Применение установок электроцентробежных насосов на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении / О.В. Савенок, В.И. Мажник // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018». Сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент). Секция 2. Инновационные процессы в отраслях экономики. – Ташкент, 2018. – С. 103–105.
24. Суховерова П.А. Решение проблемы негативного влияния механических примесей на УЭЦН на примере Ломового месторождения / П.А. Суховерова [и др.] // 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. – С. 227–231.
25. Талеев А.Е. Анализ текущего состояния и мероприятия по контролю за разработкой Восточно-Ламбейшорского месторождения / А.Е. Талеев, О.В. Савенок // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 253–260.
26. Талеев А.Е. Анализ геолого-промысловой информации Восточно-Ламбейшорского месторождения / А.Е. Талеев, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 2. – С. 216–225.

27. Чернокнижный Д.В. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на Первомайском нефтяном месторождении / Д.В. Чернокнижный, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 1. – С. 124–149.
28. Яруллин Д.Р. Оценка эффективности эксплуатации электроцентробежных насосов в условиях Фаинского месторождения / Д.Р. Яруллин, М.К. Исламов // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 281–283.
29. Свалов А.М. Патент РФ № 2579039. Способ разработки низкопроницаемых нефтегазовых пластов. Дата подачи заявки: 24.04.2015. Дата публикации патента: 27.03.2016. Патентообладатели: А.М. Свалов, В.Г. Григулецкий.
30. «Автотехнолог»: программа подбора нефтедобывающего оборудования: руководство пользователя / РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – М. : ЦОНИК, 2008. – 115 с.

References

1. Author's supervision of the implementation of the Technological Scheme for the development of the East Lambeishor field. – Ukhta : Branch of PechornIPIneft, 2015. – 267 p.
2. Bulatov A.I. Scientific foundations and practice of oil and gas well development / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremiychuk. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2016. – 576 p.
3. Varlamov P.S. Reservoir testing equipment for hydrodynamic studies of oil and gas well formations / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa polygraph plant, 2004. – 620 p.
4. Ivanova T.N. Design and technological support of methods of simultaneous-separate operation of multi-layer field facilities / T.N. Ivanova [et al.]. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2020. – 276 p.
5. Ladenko A.A. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
6. Ladenko A.A. Geophysical studies of wells at oil and gas fields / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Infra-Engineering, 2021. – 260 p.
7. Popov V.V. Geophysical research and work in wells : textbook / V.V. Popov and others – Novocherkassk : Publishing House «Lik», 2017. – 326 p.
8. Popov V.V. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V. Development of oil and gas fields / O.V. Savenok, A.A. Ladenko. – Krasnodar : Ed. FSBOU VO KubSTU, 2019. – 275 p.
10. Owllet O.V. Oil and gas engineering at development of wells / O.V. Savenok, Yu.D. Kachmar, R.S. Yaremiychuk. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.
11. Owllet O.V. Ecological aspects at construction of oil and gas wells : monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M.; Vologda : Infra-Inzheneriya, 2021. – 652 p.
12. Owllet O.V. Proektirovaniye of development of oil fields: studies. Grant : in 2 part. – Ukhta : Publishing house of the Ukhta state technical university, 2021.
13. Abzalov A.V. The analysis of causes of failures and development of actions for improvement of work of the wells of the Montenegro field equipped with centrifugal pumps / A.V. Abzalov, O.V. Savenok // The III International academic and research conference «Scientific Capacity of Higher Education Institution – to Production and Education» devoted to the 75 anniversary of the Victory of the Soviet people in the Great Patriotic War of 1941–1945: collection of scientific articles (on December 4–5, 2020, Armavir). – Armavir: AMTI, 2020.
14. Aleksandrov A.N. Improving the efficiency of well operation with electric centrifugal pumps in conditions of formation of asphalt-resin-paraffin deposits / A.N. Alexandrov, M.K. Rogachev // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 14–19.
15. Akhriev K.R. Analysis of efficiency of application of electric centrifugal pumps at Novopokurskoye oil field / K.R. Akhriev, O.V. Savenok, A.L. Yakovlev // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 4. – P. 275–297.
16. Balandin L.N. Selection of materials for electric centrifugal pumps in order to reduce electrochemical interaction / L.N. Balandin, I.L. Balandin, O.S. Troshina // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 69–71.
17. Borovik O.V. Analysis of the performance of UECN at the fields of the Krasnodar Territory / O.V. Borovik, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 2. – P. 34–61.
18. Borovik O.V. Analysis of the application of the Y-Tool bypass system for research under the current UECN at the fields of the Krasnodar Territory / O.V. Borovik, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 2. – P. 62–81.
19. Gribennikov O.A. The issue of optimizing the work of UETsN on the example of the Bobrovsky field «Orenburgneft» / O.A. Gribennikov, M.Yu. Schumacher, O.N. Rud // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 144–148.

20. Ivanova T.N. Analysis of the efficiency of the applied sucker rod deep pump plants in the conditions of high-viscosity oil production / T.N. Ivanova [et al.] // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 218–224.
21. Mekhonoshin V.A. Selection of the installation of an electric centrifugal pump to the oil well of the Lyaelskaya square of the Yaregskoye field / V.A. Mekhonoshin, O.V. Savenok // Innovative technologies in the production of building materials and structures: a collection of scientific works of the International Symposium (November 27–28, 2020, Tashkent). Tashkent : Ministry of Construction of the Republic of Uzbekistan, Tashkent Institute of Architecture and Construction, 2020. – P. 282–292.
22. Savenok O.V. Features of the operation of production wells in Western Siberia / O.V. Sawreath, L.V. Povarova, A.S. Skiba // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 164–167.
23. Savenok O.V. Application of electric centrifugal pumps at the Vankorskoye oil and gas condensate field / O.V. Savenok, V.I. Majnik // XXIII International Scientific and Practical Conference «Innovation-2018». Collection of scientific articles (October 26–27, 2018, Tashkent). Section 2. Innovative processes in economic sectors. – Tashkent, 2018. – P. 103–105.
24. Sukhoverova P.A. Solving the problem of the negative influence of mechanical impurities on UECN using the example of the Lomovoy deposit / P.A. Sukhoverov [et al.] // Science. A new generation. Success: materials of the II International Scientific and Practical Conference (April 17, 2021, Krasnodar) : in 2 vol. – Krasnodar: Publishing House – South LLC, 2021. – P. 227–231.
25. Taleev A.E. Analysis of the current state and measures to control the development of the Vowaste-Lambeishorskoye field / A.E. Taleev, O.V. Savenok // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 253–260.
26. Taleev A.E. Analysis of geological and field information of the East Lambeishor birthplace / A.E. Taleev, O.V. Savenok // Science. Technology. Technology (Polytechnic West). – 2021. – № 2. – P. 216–225.
27. Chernoknizhny D.V. Optimizing the operation of electric centrifugal pumps at the Pervomaisky oil field / D.V. Chernoknizhny, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2018. – № 1. – P. 124–149.
28. Yarullin D.R. Evaluation of the operation efficiency of electric centrifugal pumps in the conditions of the Fainsky field / D.R. Yarullin, M.K. Islamov // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 281–283.
29. Svalov A.M. Patent of the Russian Federation No. 2579039. Method for development of low-permeability oil and gas reservoirs. Application Date: 24.04.2015. Patent publication date: 27.03.2016. Patent holders: A.M. Svalov, V.G. Griguletsky.
30. Avtotekhog: oil equipment selection program: User's Manual / I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas. – M. : TsONIK, 2008. – 115 p.