

УДК 622.276.7

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН НА СОВЕТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF UNDERGROUND WELL REPAIR ON THE SOVIETSKOYE OIL FIELD

Березовский Денис Александрович

заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромысловое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Матвеева Изабелла Сергеевна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
izabell96@mail.ru

Аннотация. На Советском месторождении добыча нефти с помощью установок электроцентробежных насосов составляет 76 %. Отсюда очевидно, что фонд скважин, оборудованных УЭЦН, требует особого внимания и контроля. В статье проанализированы причины отказов УЭЦН, рассмотрена динамика изменения межремонтного периода скважин и пути его увеличения. Выяснилось, что основной причиной отказов УЭЦН являются механические примеси. Проанализирована эффективность подземного ремонта скважин на Советском месторождении. Из рассмотренных сравнительных графиков по межремонтному периоду Советского месторождения сделан вывод, что подземный ремонт скважин (особенно очистка призабойной зоны пласта) производится эффективно. Эффективность подземного ремонта скважин позволяет с каждым годом увеличивать межремонтный период по Советскому месторождению.

Ключевые слова: подземный ремонт скважин; оборудование для удаления песчаной пробки; технология удаления песчаной пробки; пробойник вращающийся; гидравлическая вакуумная желонка; расчёт промывки песчаной пробки; подбор оборудования для промывки песчаной пробки.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich

Deputy chief of department,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Matveyeva Izabella Sergeyevna

Student,
Kuban state technological university
izabell96@mail.ru

Annotation. On the Sovietskoye field oil production with the help of electric centrifugal pumps is 76 %. Hence it is obvious that the fund of wells equipped with ECP requires special attention and control. The article analyzes the causes of ECP failures, the dynamics of changes in the between-repair period of wells and the ways of its increase are considered. It turned out that the main cause of ECP failures are mechanical impurities. The efficiency of underground well repair at the Sovietskoye field was analyzed. From the considered comparative graphs for the interrepair period of the Sovietskoye field, it was concluded that underground well repair (especially cleaning of the bottomhole formation zone) is effective. Efficiency of underground well repair allows us to increase each year between the repair period on the Sovietskoye field.

Keywords: underground well repair; equipment for removing sand plugs; sand cork removal technology; punch rotating; hydraulic vacuum bailer; calculating the washing of the sand plug; selection of equipment for washing sand plugs.

Советское нефтяное месторождение открыто в августе 1962 года. Оно расположено в северо-западной части Александровского района Томской области (рисунок 1).

Месторождение находится в пределах Нижневартовского нефтегазоносного района, выделяемого в восточной части Среднеобской нефтеносной области. Это крупное многопластовое месторождение было введено в разработку в 1966 году. Первые два года велась пробная, а с 1968 года промышленная эксплуатация. В 25 км от месторождения расположен город Стрежевой, где расположено НГДУ «Стрежевой-нефть» ОАО «Томскнефть», осуществляющее его разработку.

Большая часть запасов сосредоточена в объекте АВ₁, который является самым крупным объектом Советского месторождения (89 % остаточных извлекаемых запасов всего месторождения). Начальные извлекаемые запасы нефти 232847 тыс. тонн по категориям А + В + С₁ и 9625 тыс. тонн по категории С₂. Накопленная добыча нефти с начала разработки составляет 154504,9 тыс. тонн (на 01.01.2013 г.), степень выработки – 66,4 %.

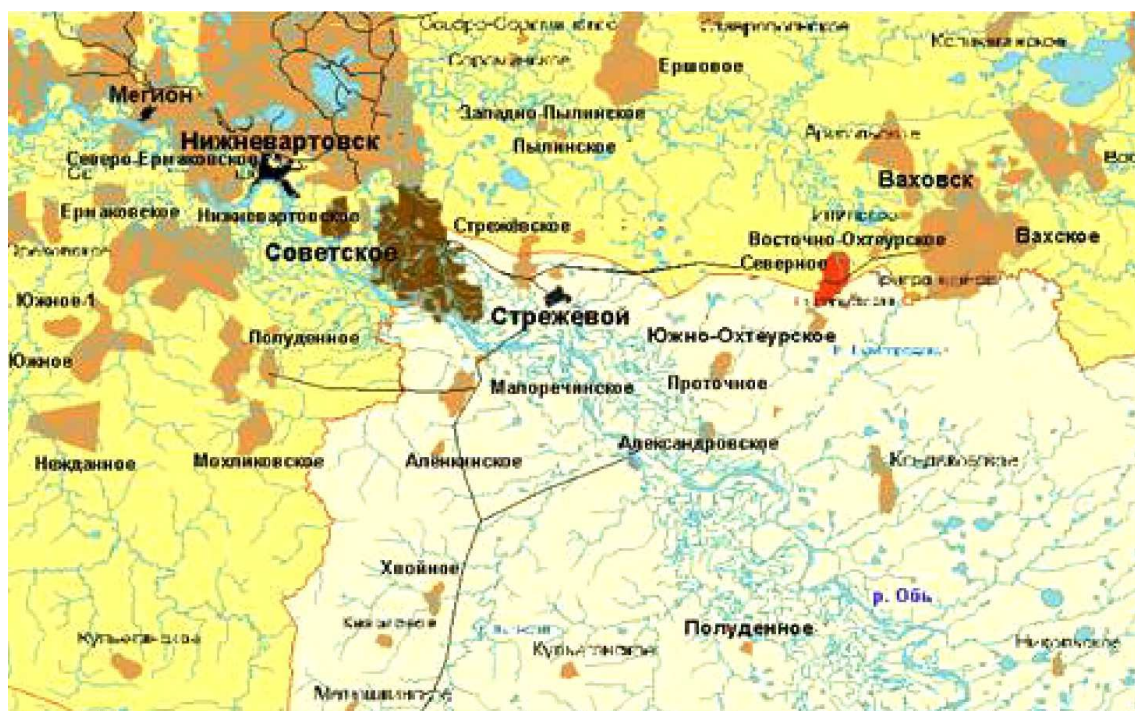


Рисунок 1 – Обзорная карта нефтедобывающего района

Текущий коэффициент извлечения нефти пласта АВ₁ равен 0,282 (конечный 0,395) при средней обводнённости продукции скважин 88 %. Пропластки АВ₁²⁶, АВ₁³ и АВ₁⁴ практически выработаны и имеют обводнённость 98 %, превышающую темпы отбора запасов. Общее число добывающих скважин по пласту АВ₁ в целом составляет 770, нагнетательных – 229 (таблица 1). Однако действующий фонд скважин значительно отличается от общего (663 добывающих и 194 нагнетательных скважины) – процент бездействующего фонда составляет 14,2 %. Этот факт может быть объяснён длительностью истории разработки месторождения (50 лет) и старением фонда – многие скважины имеют заколонные перетоки.

Таблица 1 – Фонд скважин пласта АВ₁

Общее число добывающих скважин	770
Общее число нагнетательных скважин	229
Действующий фонд	857
Соотношение фонда добывающей / нагнетательной, доли ед.	3,4
Доля бездействующего фонда, %	14,2

Максимальный уровень добычи нефти (6,9 млн тонн, темп отбора 3,1 %) по месторождению был достигнут в 1977–78 годах, после этого месторождение вступило в третью стадию разработки. В данный момент месторождение находится на четвёртой стадии разработки.

Оборудование и технология для удаления песчаной пробки

В процессе подъёма подземного оборудования определяется причина отказа погружного оборудования. Часто причиной отказа является песок.

Появление песка на забое скважины может быть обусловлено оседанием частиц пласта, выносимых через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне во внутреннюю полость скважины. Этот процесс происходит практически во всех нефтяных и газовых скважинах, и его интенсивность определяется механическими свойствами продуктивного пласта. Песок может оказаться на забое скважины после проведе-

ния операций подземного ремонта скважины, связанных с использованием гидropескоструйных перфораторов, и после выполнения гидравлического разрыва пласта. Наконец, определённое количество песка может быть намыто при создании искусственного забоя и т.д.

Осаждаясь на забое, песок образует пробку, которая, непрерывно увеличиваясь, закупоривает фильтровую часть скважины, что приводит к уменьшению или полному прекращению подачи жидкости.

Независимо от причин появления песка для обеспечения нормальной эксплуатации скважины его следует удалять. При этом отрицательное воздействие на пласт должно быть минимальным.

Основной проблемой является образование песчаных пробок на забое скважины, которая, непрерывно увеличиваясь, закупоривает зону перфорации скважины, что приводит к снижению дебита, а в некоторых случаях и невозможности дальнейшей эксплуатации.

Перекрытие зоны перфорации может произойти:

- 1) после ГРП вследствие обратного выноса проппанта и образования пропантовой корки;
- 2) в процессе эксплуатации скважин из продуктивных пластов, сложенных песками или слабосцементированными песчаниками, вместе с жидкостью и газом выносятся в скважину песок, что приводит к образованию пробки;
- 3) при образовании пробки в стволе скважины из цемента и глины проникающей из негерметичностей эксплуатационной колонны;
- 4) после использованием гидropескоструйных перфораторов, частицы пласта выносятся через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне во внутреннюю полость скважины.

Засорение фильтрационных каналов породы твёрдыми частицами глинистого раствора, частицами выбуренной породы, песком, илом – в процессе вышеперечисленных технологических операций снижается относительная проницаемость для нефти в 5–6 раз.

Поэтому промывка песчаной пробки является наиболее распространённым видом работ, который проводится в последнее время.

Оборудование, используемое для удаления песчаных пробок

В настоящее время в ООО «ПРС» для проведения работ по очистке забоя скважин и разбурке песчаных пробок используется следующее оборудование.

Перо – труба, имеющая срез под острым углом (рис. 2). Применяется при работах по промывке скважины и очищении призабойной зоны от песчаных пробок и механических примесей при текущем и капитальном ремонте скважин, освоении, ГРП. Работа проводится путём нагнетания в скважину промывочной жидкости через скошенный хвостовик (перо) которая разрушает и размывает песчаную пробку и выносит горную породу на поверхность.

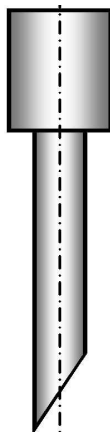


Рисунок 2 – Перо

Гидромониторный рыхлитель – состоит из зубчатой муфты, втулки с соплами и обратного клапана (рис. 3). Применяется при работах по промывке скважины и очищения призабойной зоны пласта от песчаных пробок и механических примесей при текущем и капитальном ремонте скважин, ГРП. Путём нагнетания в скважину под высоким давлением промывочной жидкости через сопла втулки гидромониторной зубчатой муфты, которая разрушает и размывает песчаную пробку и выносит горную породу на поверхность.

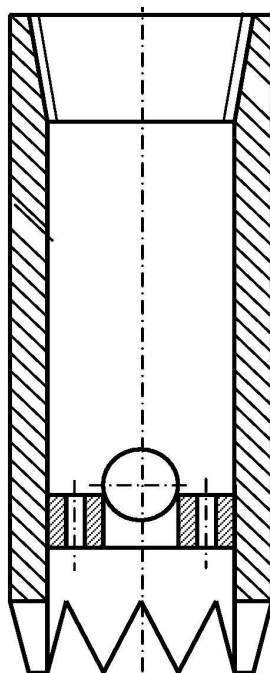


Рисунок 3 – Гидромониторный рыхлитель

Забойный винтовой двигатель (рис. 4). Основными деталями двигателя являются статор и ротор. Статор выполнен в виде стального корпуса с концевыми резьбами и привулканизированной внутри корпуса резиновой обкладкой, имеющей на внутренней поверхности винтовые зубья левого направления. Стальной ротор имеет наружные винтовые зубья также левого направления, число которых на единицу меньше, чем у статора. Зубья ротора и статора находятся в непрерывном контакте между собой, в результате чего происходит разделение полостей высокого и низкого давления и осуществляется рабочий процесс двигателя.

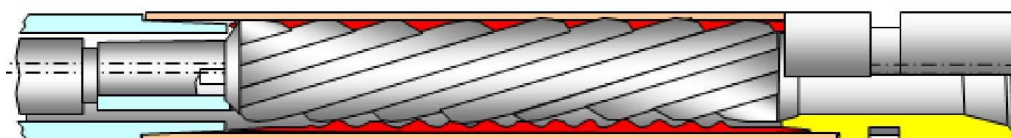


Рисунок 4 – Забойный винтовой двигатель

Двигатели винтовые забойные Д-85, Д-105, Д-106 предназначены для:

- разбуривания цементных стаканов, мостов, песчаных и иных пробок в эксплуатационных колоннах при текущем и капитальном ремонте скважин с применением шарошечных долот, долот режущего типа, оснащёнными природными и синтетическими алмазами и алмазно-твердосплавными пластинами;
- разрушения мелкого металла на забое торцевыми фрезами;
- ведения аварийных работ при обуривании НКТ, ЭЦН или иного оборудования с использованием кольцевых фрез и обурников;
- прорезания боковых окон в эксплуатационной колонне для бурения вторых стволов с помощью колонных райберов;
- для геологоразведочного и структурно-поискового бурения.

Применение забойного двигателя

Подготовка труб

Трубы должны быть герметичными, без повреждений резьбовых соединений, без отложений на внутренних стенках парафина, кальцита и окалины, прошаблонированы шаблоном Ø 59 мм, опрессованы на давление в 1,5 раза выше рабочего давления бурения.

Подготовка забойного двигателя к спуску в скважину

Забойный двигатель поставляется в бригаду из ремонтных мастерских с паспортом и повторному испытанию на скважине не подлежит. Если в паспорте отсутствует запись о гидравлическом испытании, то на скважине необходимо (в зимнее время предварительно обогрев паром) произвести проверку вала шпинделя на механическое вращение без подачи жидкости в режиме запуска при давлении от 25 до 50 атм.

Увеличивая расход жидкости, проверяется работа забойного двигателя в рабочем режиме согласно технической характеристики.

Спуск компоновки

Наворачивается долото, тщательно крепится к валу шпинделя для предотвращения самопроизвольного отворота при спуске в наклонно-направленные скважины, а также при бурении.

Над забойным двигателем устанавливается обратный клапан, в первой трубе от двигателя устанавливается фильтр. Затем, если бурение производится с привязкой долота геофизическим методом, устанавливаются реперные патрубки согласно схеме спуска компоновки. Эскиз спускаемой компоновки заносится в вахтовый журнал с отбражением размеров длин и диаметров.

Спуск компоновки и труб производится с замером и шаблонированием до глубины 30–35 м выше кровли цементного моста.

Бурение

Во избежание зашламовывания двигателя, не доходя до забоя 30–35 м, собирается устьевой сальник, рабочая труба с вертлюгом ВП-50 обвязанным с буровым шлангом. Буровой шланг соединяется быстросъемным соединением с устьевым фильтром и линией нагнетания от ЦА-320 или 4АН-700. На мостках производится опрессовка линии «ЦА-320 – буровой шланг – ВП-50 – рабочая труба» на полуторакратное давление от рабочего. Рабочая труба соединяется с колонной НКТ (бурильной), восстанавливается циркуляция и, плавно увеличивая расход жидкости, инструмент медленно подается к забою (цементному мосту).

После восстановления циркуляции и касания долота о забой, что определяется увеличением давления на манометре ЦА-320 и верньерной шкале ГИВ-6, производится бурение с разгрузкой инструмента на забой не превышающей 3 тонны для Д-85 и до 6 тонн для Д-105 (предельно допустимая нагрузка на трёхшарошечное долото Ø 120,6 мм – 6 тонн).

После разбуривания цементного моста до заданной величины производится промывка забойного двигателя чистой промывочной жидкостью в полуторакратном объеме труб. Разбирается нагнетательная линия, промывается устьевой фильтр во избежание застывания и напрессовки шлама.

1. Перед спуском двигателя осмотрите присоединительные резьбы, а также убедитесь в отсутствии трещин и вмятин на статоре и корпусе шпинделя.

2. Перед опробованием двигателя над устьем скважины в зимнее время ($T < 0$ °С) прогреть его паром или горячей водой в течение 30–40 мин. Запуск производить при давлении не более 5 МПа. Убедитесь в плавности вращения вала и герметичности резьбовых соединений.

3. Во избежание зашламовывания двигателя в компоновку бурильной колонны (над двигателем) необходимо установить фильтр с обратным клапаном.

4. При спуске двигателя в скважину, не доходя до забоя 10–15 м, необходимо включить насос, плавно увеличивая расход жидкости, чтобы подойти к забою с постоянным режимом промывки.

5. Эксплуатация нового двигателя в первые 10–15 часов работы должна производиться при пониженном расходе рабочей жидкости (ниже 15–30 %).

По мере износа зубьев статора и ротора расход целесообразно увеличивать на 20–25 %.

6. Останавливать двигатель на забое при значительном возрастании нагрузки на долото не рекомендуется из-за резкого повышения давления.

Обслуживание забойного двигателя после подъема

После подъёма двигатель подвергается прокрутке шпинделя вручную с последующим пробным запуском для полной промывки от частиц шлама. От двигателя отворачивается долото, расширитель или другой породоразрушающий инструмент, обратный клапан, фильтр, который необходимо очистить. Двигатель после эксплуатации отправляется на текущий ремонт, который включает в себя разборку, смазку, замену изношенных деталей, сборку в условиях мастерских.

Устройство и принцип работы пробойника вращающегося

Пробойник вращающийся состоит из зубчатого долота с зубчатой коронкой, перепускным клапаном и промывочным механизмом, винта, переходника, который соединяет их между собой и передаёт ударную нагрузку, корпуса с пятью направляющими и муфты НКТ.

Пробойник вращающийся предназначен для разрушения пропантовых корок образующихся в забое скважины после ГРП.

Работает пробойник следующим образом: колонна НКТ под действием силы тяжести сдвигает в низ корпус с направляющими, которые поворачивают винт с долотом. При ходе винта на 240 мм поворот долота составляет 90 градусов (по часовой стрелке) (таблица 2). При подъёме колонны от воздействия собственного веса и отжимном силы пружины долото возвращается в исходное положение. Воздействовать на корку можно периодически, поднимая и опуская колонну. После разрушения пробки осуществить работы по размывке пропантанта через штуцера из НКТ. После этого вымыть остатки пропантанта обратной промывкой через клапан в долоте.

Таблица 2 – Техническая характеристика

Присоединительная резьба	НКТ 73 ГОСТ 633-80
Угол поворот долота, град.	90
Рабочий ход инструмента, мм	240
Наружный диаметр, мм	114
Длина, мм	1200
Масса, кг	30

Гидровакуумная желонка

Обработка призабойной зоны скважины при помощи комплекса гидровакуумной желонки является эффективным способом восстановления фильтрационных характеристик ПЗП и проводится с целью увеличения производительности добывающих скважин. Гидровакуумная желонка служит для очистки скважины от сыпучих материалов: песка, окалины, кусков породы, шлама, мелких посторонних предметов и прочих механических примесей как пластового, так и инородного происхождения.

Гидровакуумная желонка обеспечивает очистку призабойной скважины (пласта) без организаций в ней циркуляционной промывки.

Использование гидровакуумной желонки возможно только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца.

Решение о целесообразности, технологии и периодичности проведения обработки ПЗП при помощи комплекса ГВЖ принимают геологические и технологические службы нефтегазодобывающего предприятия на основе исследований скважин проведённых до или в процессе ТКРС.

Проведение обработки ПЗС (ПЗП) комплексом ГВЖ целесообразно в следующих случаях:

- в скважине невозможно установить циркуляцию;
- нагущение скважины промывочной жидкостью нежелательно или вредно для пласта;
- очистка более экономична, чем монтаж и спуск оборудования для установления в скважине циркуляции.

Принцип действия гидровакуумной желонки

Гидровакуумная желонка функционирует за счёт перепада давления, создаваемого потоком жидкости из скважины через клапан желонки в колонну насосно-компрессорных труб, где жидкость до открытия клапана отсутствует.

Монтаж гидровакуумной желонки

Подготовка и ревизия всех составляющих комплекса гидровакуумной желонки производится силами механической службы предприятия по ТКРС, после каждой спуско-подъемной операции.

На каждую гидровакуумную желонку помимо заводского паспорта, заводится эксплуатационная карта, в которой отражаются все данные о периодичности ремонта и ревизии, характера и эффективности работы комплекса на протяжении всего периода эксплуатации.

Завоз и вывоз комплекса гидровакуумной желонки в бригаду ТКРС производится только в комплекте с паспортом.

Монтаж комплекса гидровакуумной желонки производится на устье скважины в следующей последовательности (снизу-вверх):

- 1) перо или корончатый рыхлитель (зубчатая муфта);
- 2) комплект обратных клапанов типа КОТ-50 (тарельчатый), КОШ-25 (шариковый), УЗ-75 (устройство захватное);
- 3) контейнер из НКТ (расчётное количество – пункт 5);
- 4) сбивной клапан типа КС-73;
- 5) гидровакуумная желонка;
- 6) НКТ – 1–2 шт.;
- 7) сбивной клапан типа КС-73;
- 8) НКТ – исходя из расчёта п. 5 и технического состояния эксплуатационной колонны.

Свинчивание труб производится с усилием соответствующим марке спускаемых НКТ.

Запрещается спуск комплекса ГВЖ с использованием переводников, клапанов, патрубков и НКТ, несоответствующих требованиям руководящих документов и инструкций.

Запрещается частичная или полная разборка и сборка гидрожелонки над устьем скважины.

При монтаже гидрожелонки устанавливать корпус желонки в клиновой захват спайдера запрещается.

Резьбовые соединения должны быть смазаны консистентной смазкой удовлетворяющей требованиям руководящих документов по эксплуатации НКТ.

Порядок работ ГВЖ

Спустить комплекс гидровакуумной желонки с точным замером подвески НКТ в скважину, не допуская касания пером текущего забоя скважины.

Нагрузить весом колонны НКТ 3–5 тонн перо на 3–5 с, затем поднять колонну труб на 2–4 м.

Во время нагрузки в желонке откроется ее верхний клапан, жидкость устремится с высокой скоростью в колонну труб выше желонки. Откроется обратный клапан и вместе с жидкостью, с забоя начнут засасываться механические примеси.

После периода ожидания в 20–40 с повторно нагрузить перо весом колонны и вновь поднять колонну труб, повторяя эту операцию до 30 раз.

В момент нагрузки пера и срабатывания желонки (открытие её клапана) на устье будет слышен характерный хлопок срабатывания обратного клапана и гидравлического удара на клапане желонки.

Работа гидровакуумной желонки будет продолжаться до момента, пока уровни жидкости в кольцевом пространстве скважины и в колонне труб над желонкой не сравняются. Показателем прекращения процесса всасывания является отсутствие шумового эффекта (хлопка) при нагрузке пера колонной труб.

Эффективность работы комплекса ГВЖ зависит от следующих факторов:

- колонна НКТ должна быть герметична;
- перед посадкой пера на забой, необходим предварительный долив скважины жидкостью глушения до устья;
- отсутствие на забое скважины аварийного оборудования и инструмента;
- ревизия, при необходимости ремонт (замена) всех составляющих комплекса после каждой технологической операции по обработке ПЗП;
- точность геолого-технических данных переданных нефтегазодобывающим предприятием.

Для предотвращения «прихвата», а вследствие – аварии необходимо непосредственно после работы ГВЖ, не оставляя компоновку инструмента на забое начать подъем НКТ.

В процессе подъема инструмента желонка будет перепускать жидкость из колонны НКТ в скважину.

В случае, когда неправильно определён объём контейнера из труб НКТ или когда время разряда на клапане желонки было завершено, возможно, попадание механических примесей выше желонки в колонну труб, на которой она спускалась в скважину. В этом случае сбросом металлического прутка сбейте сбивной клапан, это позволит организовать отверстие для слива жидкости из колонны труб в скважину.

Обязательно присутствие в процессе непосредственной работы комплекса ГВЖ представителя нефтегазодобывающего предприятия для контроля правильности выполнения технологического процесса по обработке ПЗП.

Ответственному (мастер бригады ТКРС) за проведение ремонта на скважине, совместно с представителем нефтегазодобывающего предприятия составить отчет по работе комплекса по установленной форме.

Вывезти желонку со скважины на базу производственного обслуживания предприятия по ТРС, для проведения ревизии либо ремонта.

При проведении цикла обработки ПЗП (ПЗС) комплексом ГВЖ, ревизии ремонта, ответственными за работу и ремонт комплекса заполняется эксплуатационная карта, которая является неотъемлемым дополнением к эксплуатационному паспорту.

Расчёт компоновки

Для создания необходимой депрессии в зоне работы комплекса необходимо рассчитать объём полости НКТ над ГВЖ, в котором отсутствует давление, т.е. равно атмосферному, отсюда разность гидростатических давлений и будет равняться необходимому давлению депрессии.

Расчёт и подбор оборудования для промывки песчаной пробки

Произведём расчёт и подбор оборудования для промывки песчаной пробки для скважины № 1483 Советского месторождения:

- глубина скважины $H = 2800$ м;
- высота песчаной пробки $h = 250$ м;
- диаметр песчинок $d = 2 \cdot 10^{-4}$ м;
- условный диаметр эксплуатационной колонны $D_{ЭК} = 0,168$ м;
- условный диаметр НКТ $D_{НКТ} = 0,073$ м;
- плотность промывочной жидкости $\rho_{ж} = 1000$ кг/м³;
- способ промывки – обратный.

Производим расчёт скорости восходящего и нисходящего потоков:

$$V_{нис} = \frac{Q}{S_{кп}}; \quad V_{вос} = \frac{Q}{S_{кп}},$$

где $V_{нис}$ – скорость нисходящего потока жидкости, м/с; $V_{вос}$ – скорость восходящего потока жидкости, м/с; Q – подача насоса, м³/с; $S_{кп}$ – площадь поперечного сечения кольцевого пространства, м².

Выбираем насос поршневой 9 ТМ (в составе УНБ-160-32).

Минимальная подача данного насоса составляет $Q = 3,5 \text{ л/с} = 0,0035 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для нисходящего потока:

$$S_{нис} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{вн}^2 - d_n^2);$$

для восходящего потока:

$$S_{вос} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{вн}^2,$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d_n – наружный диаметр НКТ, м; $d_{вн}$ – внутренний диаметр НКТ, м.

При условном диаметре НКТ 73 мм внутренний диаметр НКТ составляет 62 мм (толщина стенки НКТ 5,5 мм), наружный диаметр НКТ – 73 мм. При условном диаметре эксплуатационной колонны 168 мм внутренний диаметр эксплуатационной колонны составляет 150,5 мм (толщину стенки трубы принимаем равной 8,9 мм), наружный диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм.

$$S_{нис} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{вн}^2 - d_n^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,1505^2 - 0,073^2) = 0,0136 \text{ м}^2;$$

$$S_{вос} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{вн}^2 = \frac{3,14}{4} \cdot 0,062^2 = 0,0030 \text{ м}^2;$$

$$V_{нис} = \frac{Q}{S_{кп}} = \frac{0,0035}{0,0136} = 0,257 \text{ м/с};$$

$$V_{вос} = \frac{Q}{S_{кп}} = \frac{0,0035}{0,0030} = 1,167 \text{ м/с}.$$

Рассчитываем скорость подъема песчинок:

$$V_n = V_{вос} - W,$$

где V_n – скорость подъема песчинок, м/с; $V_{вос}$ – скорость восходящего потока жидкости, м/с; W – средняя скорость свободного падения песка в жидкости, м/с.

При диаметре песчинок 0,2 мм средняя скорость свободного падения песка в жидкости $W = 1,95 \text{ см/с}$ или $0,0195 \text{ м/с}$. Сравнивая эту скорость со скоростью восходящего потока, можно сделать вывод, что скорость восходящего потока превышает скорость падения частиц песка в жидкости ($1,167 > 0,0195$).

Скорость подъема песчинок:

$$V_n = V_{вос} - W = 1,167 - 0,0195 = 1,1475 \text{ м/с}.$$

Рассчитываются общие гидравлические потери:

$$\sum_1^6 h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6, \text{ кг/м}^2 \text{ или м в.ст. (метры водного столба),}$$

где h_1 – потери напора в промывочных трубах:

$$h_1 = \lambda \cdot \frac{H \cdot V_{нис}^2}{d_{вн} \cdot 2} \cdot \rho_{ж} \cdot 10^{-3}, \text{ м в.ст.},$$

где H – длина промывочных труб (приблизённо принимаем равной глубине скважины $H = 2800$ м), м; d – внутренний диаметр промывочных труб (НКТ), м; $V_{нис}$ – скорость нисходящего потока жидкости в трубах, м/с; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³; λ – коэффициент гидравлических сопротивлений (в соответствии с условным диаметром труб (73 мм) принимаем коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = 0,035$).

$$h_1 = \lambda \cdot \frac{H \cdot V_{нис}^2}{d_{вн} \cdot 2 \cdot g} \cdot \rho_{ж} \cdot 10^{-3} = 0,035 \cdot \frac{2800 \cdot 0,257^2}{0,062 \cdot 2 \cdot 9,8} \cdot 1000 \cdot 10^{-3} = 52,2 \text{ м в.ст.};$$

h_2 – потери напора при движении жидкости с песком в кольцевом пространстве.

$$h_2 = \varphi \cdot \lambda \cdot \frac{H}{D_{вн} - d_n} \cdot \frac{V_{вос}^2}{2 \cdot g} \cdot \rho_{ж} \cdot 10^{-3}, \text{ м в.ст.},$$

где φ – коэффициент, учитывающий увеличение потерь вследствие содержания в жидкости песка ($\varphi = 1,12 \div 1,20$) (принимаем $\varphi = 1,20$); $D_{вн}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d_n – наружный диаметр НКТ, м; $V_{вос}$ – скорость восходящего потока, м/с.

$$h_2 = \varphi \cdot \lambda \cdot \frac{H}{D_{вн} - d_n} \cdot \frac{V_{вос}^2}{2 \cdot g} \cdot \rho_{ж} \cdot 10^{-3} = 1,2 \cdot 0,035 \cdot \frac{2800}{0,1505 - 0,073} \cdot \frac{1,167^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1000 \cdot 10^{-3} = 105,36 \text{ м в.ст.};$$

h_3 – дополнительные потери, обусловленные разностью плотности жидкости в трубах и затрубном пространстве в связи с наличием песка в восходящем потоке:

$$h_3 = \frac{(1-m) \cdot F \cdot l \cdot \rho_{ж}}{f} \cdot \left[\frac{\rho_{п}}{\rho_{ж}} \cdot \left(1 - \frac{W}{V_{вос}} \right) - 1 \right] \cdot 10^{-3}, \text{ м в.ст.},$$

где m – объём пустот между частицами песка, занимаемый жидкостью ($m = 0,30 \div 0,45$) (принимаем значение пористости равным $m = 0,45$); F – площадь сечения обсадной колонны, м²; l – высота пробки, промываемой за один приём ($l = 6 \div 12$ м) (принимаем $l = 10$ м); f – площадь сечения кольцевого пространства, м²; ρ – плотность песка ($\rho = 2650 \div 2700$ кг/м³) (принимаем значение плотности песка $\rho = 2700$ кг/м³); $V_{вос}$ – скорость восходящего потока, м/с; W – средняя скорость свободного падения песка в жидкости, м/с.

Площадь сечения обсадной колонны F рассчитывается по формуле:

$$F = \pi \cdot R_{вн.экс}^2 = 3,14 \cdot \left(\frac{0,1505}{2} \right)^2 = 0,018 \text{ м}^2.$$

Площадь кольцевого пространства f рассчитывается следующим образом:

$$f = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{вн.экс}^2 - d_{нар.нкт}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,1505^2 - 0,073^2) = 0,0136 \text{ м}^2;$$

$$h_3 = \frac{(1-m) \cdot F \cdot l \cdot \rho_{ж}}{f} \cdot \left[\frac{\rho_{п}}{\rho_{ж}} \cdot \left(1 - \frac{W}{V_{вос}} \right) - 1 \right] \cdot 10^{-3} =$$

$$= \frac{(1-0,45) \cdot 0,018 \cdot 10 \cdot 1000}{0,0136} \cdot \left[\frac{2700}{1000} \cdot \left(1 - \frac{0,0195}{1,167} \right) - 1 \right] \cdot 10^{-3} = 12,047 \text{ м в.ст.};$$

h_4, h_5 – потери напора соответственно для вертлюга и шланга зависят от подачи жидкости и определяются по опытным данным.

Потери напора для вертлюга и шланга составляют:

$$h_4 + h_5 = 6 \text{ м в.ст.};$$

h_6 – потери напора в наконечнике (насадке).

Так как в нашем случае нет насадки, данные потери не рассчитываются.

Сумма гидравлических потерь определяется по формуле:

$$\sum_1^6 h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 = 52,2 + 105,36 + 12,047 + 6 = 181,654 \text{ м в.ст.}$$

Время, необходимое для подъема размытой породы на поверхность, рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{H}{V_{\pi}} = \frac{2800}{1,1475} = 2440,09 \text{ с} = 0,68 \text{ часа.}$$

Выбор оборудования

По определённым $\sum_1^6 h$ и Q производится выбор насоса. Полученные характеристики для насоса следующие: $\sum_1^6 h = 181,654 \text{ м в.ст.} = 1,8 \text{ МПа}$, $Q = 3,5 \text{ л/с}$. Таким образом, принимается насос 9ТМ (в составе УНБ-160-32).

Для выбора оборудования при проведении работ необходимо рассчитать грузоподъёмность:

$$G_0 = H \cdot (m_{\text{тр}} + m_{\text{ув.на муфту}}) \cdot K_{\text{пр}},$$

где G_0 – грузоподъёмность, тонн; H – глубина скважины, м; $m_{\text{тр}}$ – масса одного кг трубы НКТ ($m_{\text{тр}} = 13,2 \text{ кг}$); $m_{\text{ув.на муфту}}$ – увеличение массы колонны труб на муфту ($m_{\text{ув.на муфту}} = 1,3 \text{ кг}$); $K_{\text{пр}}$ – прочностной коэффициент ($K_{\text{пр}} = 1,5$).

$$G_0 = H \cdot (m_{\text{тр}} + m_{\text{ув.на муфту}}) \cdot K_{\text{пр}} = 2900 \cdot (13,2 + 1,3) \cdot 1,5 = 63075 \text{ кг} = 63,075 \text{ тонн.}$$

Так как подвешиваемая колонна НКТ в процессе промывки находится в жидкости, то необходимо уточнить грузоподъёмность:

$$G = G_0 \cdot \left(1 - \frac{\gamma}{\gamma_0}\right),$$

где G – вес тела в жидкости, тонн; G_0 – вес тела в воздухе, тонн; γ_0 – удельный вес материала тела (для стальных труб $\gamma_0 = 7,85 \text{ г/м}^3$); γ – удельный вес жидкости ($\lambda = 1 \text{ г/м}^3$).

$$G = G_0 \cdot \left(1 - \frac{\gamma}{\gamma_0}\right) = 63,075 \cdot \left(1 - \frac{1}{7,85}\right) = 55,04 \text{ тонн.}$$

Таким образом, для рассчитанной системы промывки можно принять следующее оборудование:

Насос поршневой 9ТМ (в составе УНБ-160-32)

Тип насоса	Насос поршневой 9ТМ (в составе УНБ-160-32)
Подача, л/с	
минимальная	3,5
максимальная	15,6
Давление, МПа	
минимальное	7,5
максимальное	32,0
Давление, кгс/см ²	160; 110; 72; 43;

Назначение: промывка песчаных пробок и др.

Ключ-автомат АПР-2ВБМ

Грузоподъёмность спайдера, тонн	80
Максимальный крутящий момент, Нхм	4500
Частота вращения водила, с ⁻¹	от 51 до 60
Диаметр захватываемых труб, мм	48, 60, 73, 89
Привод автомата	электрический, инерционный, взрывобезопасный с питанием от промышленной сети
Габаритные размеры, мм	850 × 460 × 730
Масса, кг	240 (в сборе), 310 (полный комплект)

Назначение: ключ-автомат АПР-2ВБМ предназначен для механизации операций свинчивания и развинчивания, центрирования, автоматизации захвата, удерживания на весу и освобождения колонны НКТ при подземном ремонте скважин.

Элеватор ЭХЛ-73-35

Грузоподъёмность, тонн	35
Условный диаметр захватываемых труб, мм	73
Габаритные размеры, мм, не более	285 × 230 × 575
Масса со штропами, кг	27

Назначение: элеватор ЭГ-89-80 с автоматическим захватом предназначен для захвата и удерживания на весу НКТ с гладкими и с высаженными концами при механизированном свинчивании и развинчивании труб, а также при ручной работе со спайдером.

Эксплуатационный вертлюг ВП80 × 200

Грузоподъёмность, тонн	80
Давление прокачиваемой жидкости, МПа:	
рабочее	20
пробное	30
Условный диаметр проходного отверстия ствола корпуса, мм	75
Резьба для условного диаметра труб (ГОСТ 633-80), мм	
на конце ствола	114
на отводе	89
Габаритные размеры (Н×В×Д), мм	880 × 410 × 200
Масса, кг	90

Агрегат подъёмный для ремонта скважин АПРС-40

Монтажная база	Шасси автомобиля «Урал-4320»
Максимальная грузоподъёмность, тонн	40
Высота подъёма крюка, м	14
Лебёдка	однобарабанная с приводом от коробки передач шасси
Вышка	телескопическая двухсекционная с открытой передней гранью

Назначение: АПРС-40 предназначен для производства спускоподъёмных операций при ремонте скважин, не оборудованных вышечными сооружениями для производства тартальных работ, для чистки песчаных пробок желонкой и для возбуждения скважин поршневанием (свабированием).

В таблице 3 приведены количество и виды работ за 2014 год.

Таблица 3 – Сводная таблица по количествам и видам работ за 2014 год

Месяцы	Количество ремонтов по видам работ			
	оптимизация режима эксплуатации (ТР 3)	ремонт скважин, оборудованных ШГН (ТР 4)	ремонт скважин, оборудованных ЭЦН (ТР 5)	очистка и промывка забоя (ТР 9)
Январь	3	27	22	41
Февраль	5	23	19	36
Март	0	34	27	40
Апрель	2	33	21	34
Май	6	21	18	29
Июнь	0	11	31	37
Июль	4	22	26	32
Август	8	23	24	30
Сентябрь	5	20	19	48
Октябрь	0	17	26	36
Ноябрь	4	18	32	31
Декабрь	2	14	25	41

Из таблицы 3 видно, что наиболее часто производятся ремонты по очистке призабойной зоны скважины.

Литература:

1. Анализ разработки Советского месторождения с уточнением технологических показателей до 2010 года // заключительный отчёт, тема 89.81 / А.К. Багаутдинов и др. – Тюмень : СибНИИНП, 1982. – 213 с.
2. Проект Советского месторождения (заключительный), договор Е.86.4775.88 : Составление проектов и технологических схем разработки месторождений объединения «Томскнефть». / А.К. Багаутдинов и др. – Томск : ТомскНИПИнефть, 1990. – Т. 1. – 511 с.
3. Анализ и уточнение технологических и технико-экономических показателей разработки месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК : договор № 63н (Ю-9-4-01/180) / А.К. Багаутдинов, Н.Н. Ильин и др. – Томск : ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 1999. – Т. 11. – Книга 1. – Часть 1. – 181 с.
4. Обобщение и анализ результатов исследований с целью создания банка данных и оценки потенциальной продуктивности скважин месторождений ПО «Томскнефть» / К.С. Юсупов – Тюмень : СибНИИНП, 1993.
5. Реконструкция и расширение промысловых объектов Советского месторождения : ТЭО «Современное состояние окружающей природной среды, сложившееся под воздействием освоения Советского месторождения. Оценка воздействия на окружающую природную среду». – Тюмень : АО Гипротюменьнефтегаз, 1994.

6. Экологический паспорт Советского нефтяного месторождения. – Томск : ОАО «Томскнефть» ВНК, ТомскНИПИнефть, 1997.
7. Применение ПГС на месторождениях НГДУ «Стрежевойнефть», этап 1 договора «Научное сопровождение ПГС на месторождениях НГДУ «Стрежевойнефть» : ТЭО к инвестиционному проекту / Т.А. Исмагилов и др. – Уфа, 2010.
8. Анализ эффективности подземного ремонта скважин на Советско-Соснинском нефтяном месторождении (Томская область). – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a2ad69b4c43b88521316d26_0.html
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 539 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 522 с.
11. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
12. 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.
13. 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.
14. 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.
15. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» : Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев) // мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус» – Киев, 2016. – Часть 1. – С. 5–10.
16. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров : «Новая наука: от идеи к результату» // Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) : в 4 ч. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – Часть 4. – С. 34–42.
17. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины : Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва) // Международная исследовательская организация «Cognitio». – М. : 2016. – Часть 1. – С. 74–80.
18. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В., Нкунзи Донатилль. Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС на примере Контлорского нефтяного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 104–119.
19. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Фёдоровского месторождения // Ежемесячный научный журнал «Evolutio. Технические и прикладные науки. Отрасли экономики». – М. : Научно-Образовательное Содружество «Evolutio». – 2016. – № 7/2016. – С. 4–13.
20. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Матвеева И.С. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Кульсаринского месторождения : Сборник публикаций научного журнала «Globus» по материалам XXIV Международной научно-практической конференции «Достижения и проблемы современной науки» (04 октября 2017 года, г. Санкт-Петербург) // Научный журнал «Globus». – Санкт-Петербург : 2017. – 1 часть. – С. 5–19.
21. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин : Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах / сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 261–264. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-261-264.pdf>

22.Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – Vol. 133 – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantis-pess.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

23.Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ). – Nov 2017. – Volume 2. – Issue 11. – P. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

References:

1. The analysis of development of the Soviet field with specification of technological indicators till 2010 // the final report, Subject 89.81 / A.K. Bagautdinov, etc. – Tyumen : SibNIIP, 1982. – 213 p.

2. Project of the Soviet field (final), contract E.86.4775.88: Designing and technological schemes of development of fields of association Tomskneft. / A.K. Bagautdinov, etc. – Tomsk : TomskNIPIneft, 1990. – T. 1. – 511 p.

3. Analysis and specification of technological and technical and economic indicators of development of fields of JSC Tomskneft of VNK: contract No. 63n (Yu-9-4-01/180) / A.K. Bagautdinov, N.N. Ilyin, etc. – Tomsk : JSC TomskNIPIneft of VNK, 1999. – T. 11. – Book 1. – Part 1. – 181 p.

4. Generalization and the analysis of results of researches for the purpose of creation of a databank and assessment of potential efficiency of wells of fields ON «Tomskneft» / K.S. Yusupov. – Tyumen : SibNIIP, 1993.

5. Reconstruction and expansion of trade objects of the Soviet field : The feasibility study «Modern conditions of the surrounding environment, developed as a result of development of the Soviet field. Assessment of impact on the surrounding environment». – Tyumen : JSC Giprotymenneftegaz, 1994.

6. Ecological passport of the Soviet oil field. – Tomsk : JSC Tomskneft of VNK, TomskNIPIneft, 1997.

7. Application of PGS on NGDU fields Strezhevoyneft, a stage of 1 contract «Scientific maintenance of PGS on NGDU fields Strezhevoyneft» : The feasibility study to the investment project / T.A. Ismagilov, etc. – Ufa, 2010.

8. The analysis of efficiency of underground repair of wells on the Soviet and Sosninsky oil field (Tomsk region). – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a2ad69b4c43b88521316d26_0.html

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Education South, 2010. – 539 p.

10.Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Education South, 2010. – 522 p.

11.Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.

12.Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.

13.Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.

14.Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

15.Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sandy traffic jams from wells on the example of LLC Gazprom dobycha Krasnodar : The collection of publications of the multidisciplinary scientific magazine «Arkhivarius» on materials XIV of the International scientific and practical conference «Science in the Modern World» (on November 20, 2016, Kiev) // the multidisciplinary scientific magazine «Arkhivarius» – Kiev, 2016. – Part 1. – P. 5–10.

16. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Cleaning of the surrounded well trunk of sandy traffic jams with the help the bestrubnykh of hydroborers: «New science: from the idea to result» // the International periodical following the results of the International scientific and practical conference (on November 22, 2016, Surgut) : in 4 h – Sterlitamak : AMI, 2016. – Part 4. – P. 34–42.

17. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Use the koltyubingovykh of technologies when cleaning of well face sand : Collection of articles of the international research organization «Cognitio» for the materials XVI of the International scientific and practical conference «Current Problems of Science of XXI of a Century» (on November 30, 2016, Moscow) // International research organization «Cognitio». – M. : 2016. – Part 1. – P. 74–80.

18. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V., Nkunzi Donatill. Technology of carrying out cleaning of wells of a sandy stopper when carrying out KRS on the example of the Konitlorsky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 4. – P. 104–119.

19. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V. Tekhnologiya of washing of sandy traffic jams on wells of the Fyodorovsky field // the Monthly scientific magazine «Evolutio. Technical and applied sciences. Branches of economy». – M. : Scientific and Educational Commonwealth of «Evolutio». – 2016. – No. 7/2016. – P. 4–13.

20. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Matveeva of I.S. Tekhnologiya of washing of sandy traffic jams on wells of the Kulsarinsky field : The collection of publications of the scientific magazine «Globus» on the materials XXIV of the International scientific and practical conference «Achievements and Problems of Modern Science» (on October 04, 2017, St. Petersburg) // the Scientific magazine «Globus». – St. Petersburg : 2017. – 1 part. – P. 5–19.

21. Savenok O.V. Ispolzovaniye the koltyubingovykh of technologies for removal of hydrate traffic jams and thawing of wells : Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in the 5th volumes / collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 261–264. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-261-264.pdf>

22. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – volume 133 – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantispress.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

23. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ). – Nov 2017. – Volume 2. – Issue 11. – P. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>