

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт металлургии и промышленной инженерии

Кафедра «Технологические машины, транспорт и логистика»



ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
Технологические машины,
транспорт и логистика

Елемесов К.К.
«25» мая 2021 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: «Разработка конструкции многофункционального клапана для компоновки скважинной насосной установки»

По специальности: 5В072400 - Технологические машины и оборудование

Выполнили:

Әжіғалиев Ә.Р.
Байгабулов А.Б.

Научный руководитель
канд.техн.наук,
профессор

Мырзахметов Б.А.
(подпись)
«26» мая 2021 г.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт металлургии и промышленной инженерии

Кафедра «Технологические машины, транспорт и логистика»

5B072400 – Технологические машины и оборудование

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
Технологические машины, транспорт
и логистика


Елемесов К.К.
«4» декабря 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающимся Әжіғалиев Әмір Русланұлы, Байғабулов Асылбек Булатович

Тема: «Разработка конструкции многофункционального клапана для компоновки скважинной насосной установки».

Утвержден приказом ректора Университета № 2131-б от «24» ноября 2020 г.

Срок сдачи законченной работы: «3» мая 2021 г.

Исходные данные дипломного проекта: конструкция противопесочного клапана для бесштанговых насосных установок в составе компоновки с НКТ диаметром 89 мм и эксплуатационной колонной диаметром 114 мм.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов или краткое содержание дипломного проекта: а) обзор методов, предотвращающих вынос песка; б) разработка конструкции многофункционального клапана в) проведение технико-экономического расчета

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): принципиальная схема многофункционального клапана.

Рекомендуемая основная литература: техническая литература по защите глубинно-насосного оборудования в условиях добычи нефти с высоким фактором пескопроявления.

АНДАТПА

Құм көрінісі ұңғымаларды өндіруде жиі кездесетін асқынулардың бірі және тереңсорап жабдығының істен шығуының негізгі себептерінің бірі болып табылады.

Бұл жұмыстың негізгі мақсаты – осы мәселенің өзектілігін сиппатау және оны талдау, құммен күресудің қолданыстағы әдістерін анықтау. Тереңсорапты жабдықты құмнан қорғау үшін берілген жұмыста құмға қарсы клапанның қолдану қажеттілігі негізделеді. Клапанның белсендену көрсеткішін таңдау және оның сандық мөлшерін анықтау бойынша сараптау нәтижелері келтірілген.

АННОТАЦИЯ

Пескопроявление является одним из самых частых осложнений при скважинной добыче и одной из основных причин отказов глубинно-насосного оборудования.

Основной целью данной работы является описать и проанализировать актуальность данной проблемы, выявить существующие методы борьбы с пескопроявлением. Для защиты глубинно-насосного оборудования от песка в работе обосновывается необходимость применения противопесочных клапанов. Приведены результаты анализа по выбору параметра активации клапана и определению их величин.

ABSTRACT

Sand production is one of the prevailing implications in in-situ leaching and one of the main causes of borehole pump failures.

The main goal of this report is description and analysis of the problem, identify methods for controlling sand production. To protect the deep-well pump equipment from sand, the report substantiates the necessity of applying anti-sand valves. The results of the analysis on the selection of the valve activation parameter and determination of their values are presented.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	
	Основная часть	
1	Анализ состояния вопроса и методы борьбы с пескопроявлениями при добыче нефти с высоким содержанием механических примесей	6
1.1	Обзор месторождений с высоким фактором пескопроявления	6
1.2	Влияние песка на работу насоса	10
1.3	Пересыпание забоя скважины	11
1.4	Образование песчаной пробки в НКТ и штангах	11
1.5	Оседание песка в выкидных линиях	14
2	Методы для предотвращения выноса песка	15
2.1	Механические методы	17
2.2	Химические методы	19
2.3	Физико-химические методы	20
2.4	Технологические мероприятия	21
	Специальная часть	
3	Разработка конструкции многофункционального клапана	22
3.1	Состояние вопроса в области защиты ГНО скважин от пескопроявления	22
3.2	Технология и принцип работы многофункционального клапана	23
3.3	Расчетная часть	27
4	Порядок компоновки и спуска УЭЦН	40
5	Экология и охрана окружающей среды	42
	Заключение	45
	Список литературы	47

ВВЕДЕНИЕ

При заканчивании и при эксплуатации скважин, коллекторы которых представлены слабосцементированными и рыхлыми породами, нередко наблюдается вынос песка. По предварительным оценкам до 70% нефтегазоносных пластов во всем мире являются слабосцементированными песчаными пластами. В процессе добычи нефти и газа возникают осложняющие факторы в виде выноса механических примесей и пескопроявления. В результате чего засоряются органы и элементы насосного оборудования и его комплектующих. В скважине также могут образовываться песчаные пробки. Отложения песка существуют в трубопроводах и наземном оборудовании.

С ростом числа месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, вопрос пескопроявления становится все более актуальным, так как из-за низкого дебита скважины они часто переводятся на режим периодической эксплуатации, что способствует образованию песчаных пробок над насосом. При плановых и аварийных остановках повторный запуск насоса дается тяжело, насос может заклинить, ПЭД перегружается. На месторождениях вынос песка оказывается проблемой, которая вызывает множественное число подземных, а также капитальных ремонтов. На устранение данных осложнений затрачиваются огромные трудовые и материальные ресурсы.

Для борьбы с пескопроявлением лучше прибегнуть к передовым инструментам и технологиям. Методы борьбы многообразны и каждый из них имеет как свои преимущества, так и недостатки, а их применение зависит от той или иной ситуации.

1 Анализ состояния вопроса и методы борьбы с пескопроявлениями при добыче нефти с высоким содержанием механических примесей

1.1 Обзор месторождений с высоким фактором пескопроявления

По данным анализа продукции скважин на месторождениях Узень, Каражанбас, Бузачи и других, до 65% механических примесей имеют пластовое происхождение и лишь порядка 8–12% – поверхностное происхождение.

В национальных масштабах актуальность проблемы можно отследить и по отчетам некоторых крупнейших нефтедобывающих компаний Казахстана, в частности по анализу отказов штанговых винтовых насосов (ШВН) по причине пескопроявления. В таблице 1 приведены усредненные данные по статистике отказов установок ШВН по причине пескопроявления только по трем месторождениям Казахстана за период 2009–2013 годов. Как видно, эта проблема особенно характерна для таких крупных месторождений, как Кумколь, Северные Бузачи и Каражанбас [1].

Таблица 1 - Статистика отказов штанговых винтовых насосов по причине пескопроявления [2,3]

№	Месторождение	Оператор	Кол-во скважин, оборудованных ШВН, шт	Доля отказов ШВН из-за песка, %
I	Каражанбас	АО «Каражанбасмунай»	1600	26
II	Северные Бузачи	Филиал компании «Бузачи Оперейтинг Лтд»	900	51
III	Кумколь	АО «ПетроКазахстан»	180	До 40

Анализ причин отказов по месторождению Северные Бузачи

В связи с низким межремонтным периодом (115 суток для горизонтальных, 147 суток для наклонно-направленных и 353 суток для вертикальных скважин) совместно с компанией-оператором месторождения Северные Бузачи был проведен комплексный анализ основных причин отказов глубинно-насосного оборудования (ГНО).

Общий фонд добывающих скважин на месторождении Северные Бузачи на момент исследований составлял 929 скважин, из них 871 скважина (94%) эксплуатируется установками штанговых винтовых насосов (УШВН).

На основе анализа 200 наиболее проблемных скважин, с наибольшим количеством отказов за период с 2009 по 2013 год, были выделены следующие группы (рис. 1):

- обрыв штанг;
- отворот штанг;
- негерметичность НКТ;
- отказ ШВН;
- пескопроявление, включая заклинивание ротора;
- отказ присоединительного патрубка ШВН;
- пересыпание интервала перфорации;
- другие причины (включая отказ наземного привода, полированного штока).

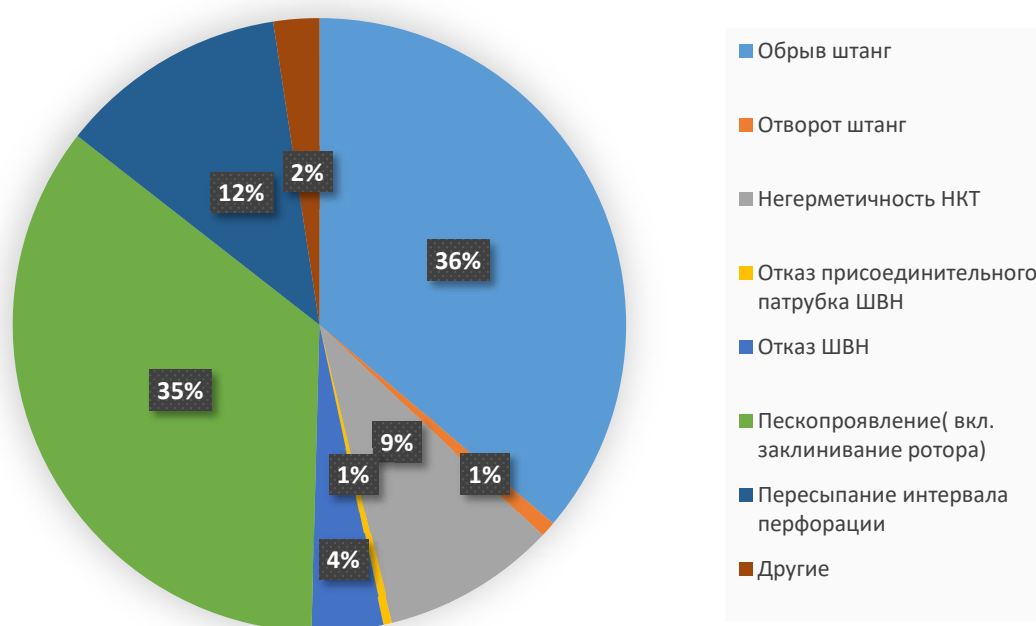


Рисунок 1 - Основные причины отказов УШВН на месторождении Северные Бузачи за период 2009-2013гг.

Стоит отметить, что данное группирование отказов и поломок было сделано по 2074 отчетам о подземном ремонте скважин за указанный период, при этом для достоверности общей статистики геологические мероприятия (ремонтно-изоляционные работы, водоизоляционные работы, геофизические исследования скважин) не учитывались в общем анализе.

Анализ полученных данных показал, что 94% всех отказов приходится на следующие четыре группы:

- обрыв штанг;
- негерметичность НКТ;
- пескопроявление;
- пересыпание интервала перфорации.

Таким образом, принимая во внимание, что отказы, связанные с пересыпанием интервала перфорации и отказом ШВН, вызваны высоким содержанием механических примесей, преимущественно песка, добываемого вместе с пластовой продукцией, были представлены четыре основные группы отказов глубинно-насосного оборудования (рис. 2), которые послужили причиной 2,18 ремонта на скважину в год за указанный период.

Пескопроявление как причина отказов

В ходе дальнейшего анализа отказов каждой из вышеуказанных групп была рассмотрена частота отказов по рассмотренным причинам в зависимости от темпа набора кривизны скважин, их дебита, а также от пескопроявления и скорости вращения штанг.

При оценке 200 наиболее проблемных скважин было выявлено, что 109 из них (54,5%) – это вертикальные скважины, 54 (27%) – наклонно-направленные, а оставшиеся 34 (18,5%) – горизонтальные. Причем вертикальные скважины имели темп набора кривизны от $5^{\circ}/30$ м до $11^{\circ}/30$ м, в то время как рекомендуемые значения – не более $5^{\circ}/30$ м. Горизонтальные и наклонно-направленные скважины имеют аналогичные темпы набора кривизны. Таким образом, одной из причин обрыва штанг и негерметичности НКТ является темп набора кривизны, что было подтверждено результатами моделирования с применением специального программного комплекса РС-Pump [2].

Характер слабосцементированного продуктивного пласта служит основной причиной выноса песка, что привело к 51% отказов из-за пескопроявления, вызвавшего пересыпание интервала перфорации или заклинивание ротора в статоре ШВН. Дальнейшая проверка условий оседания песка по стволу скважины и гранулометрический анализ отобранных проб на устье скважин показали, что скорость потока в НКТ была недостаточна и почти на всех скважинах наблюдается оседание песка с учетом обводненности.

Несмотря на то, что ШВН могут эффективно прокачивать песочную пульпу, одним из осложнений при эксплуатации подобных скважин является осаждение песка (мехпримесей) над насосом по причине остановок или в процессе эксплуатации.

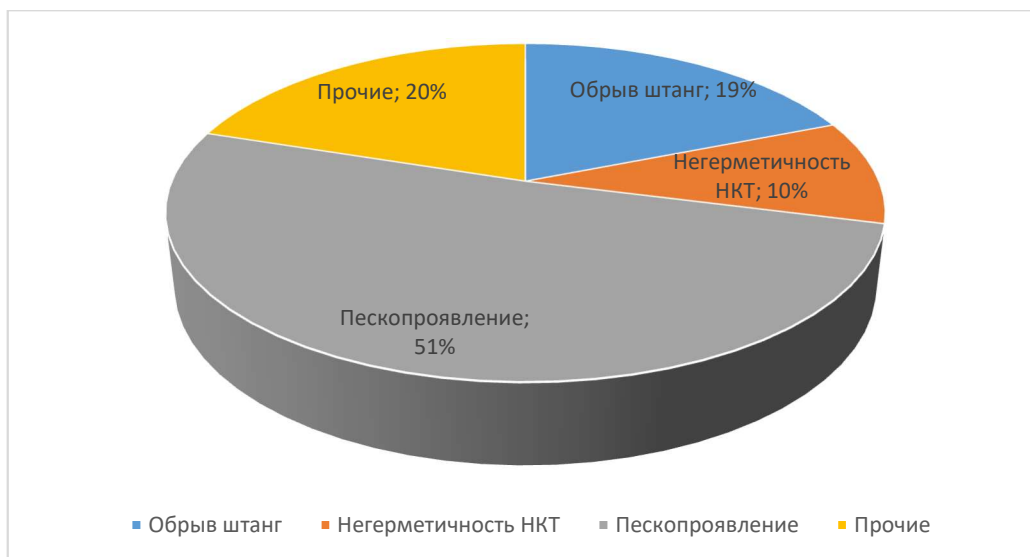


Рисунок 2 - Распределение причин отказов УШВН, связанных с пескопроявлением, на месторождении Северные Бузачи за период 2009-2013 гг.

Отличительной особенностью исследованных отказов было оседание песка, которое может происходить при откачке (быстрое опорожнение скважины) или во время запланированной либо аварийной остановки скважины, когда механические частицы скапливаются над статором и ротором насоса. Это приводило к заклиниванию ротора и невозможности повторного запуска скважин, к необходимости их частой промывки (процесс, когда нефть или вода закачиваются в скважину для промывки песчаных пробок над насосом). Однако такая промывка ведет к потерям объема добычи, трудозатратам персонала и расходу подготовленной для промывки нефти или воды.

Данная проблема усугублялась еще и тем, что только 42% скважин от общего фонда оказались оборудованы наземными станциями управления с преобразователями частоты, которые позволяют контролировать крутящий момент на полированном штоке. Остальные 58% скважин эксплуатировались без контроля крутящего момента, что при неправильном подборе мощности электродвигателя или передаточного отношения клиноременной передачи чревато непредвиденными отказами и остановками УШВН.

Таким образом, проведенный анализ причин отказов скважинных насосных установок только по данному месторождению подтверждает высокую степень актуальности проблемы пескопроявления и позволяет утверждать, что высокое содержание в добываемой жидкости механических примесей является одной из основных причин отказов глубинно-насосного оборудования.

Аналогичные результаты отмечены для условий месторождения компании «Ада Ойл», где осаждение песка над насосом как в процессе

эксплуатации, так и во время остановок приводило к частым подземным ремонтам оборудования [4].

1.2 Влияние песка на работу насоса

В большинстве случаев сообщение скважины с нефтяным пластом осуществляется через отверстия в теле обсадной колонны. Если пласт сложен песками, то через эти отверстия в скважину вместе с нефтью и газом будет поступать песок. При фонтанно-компрессорной эксплуатации вредное влияние песка сказывается прежде всего на наземном оборудовании, которое при больших скоростях притока жидкости, газа и песка подвергается абразивному износу и выходит из строя; в слабых и пульсирующих скважинах возможно образование пробок как в призабойной части, так и в подъемных трубах.

При насосной эксплуатации вредное влияние песка усиливается, так как он попадает в движущиеся части насоса, которые быстро срабатываются, а небольшие скорости струи нефти в эксплуатационной колонне приводят к более быстрому образованию песчаных пробок на забое, преграждающих дальнейший доступ жидкости из пласта в скважину [5].

Механические примеси, содержащиеся в откачиваемой глубинным насосом жидкости, не только приводит к абразивному износу насоса и оборудования, но при остановках насоса приводят к заклиниванию плунжера.

С течением времени рабочие поверхности плунжера цилиндра и клапанов истираются, от чего точность пригонки их нарушается, происходит утечка жидкости и производительность насоса сильно уменьшается.

Особенно разрушительное действие песок оказывает на клапаны насоса. Струя нефти, содержащая песок при проходе через клапан резко меняет свое направление, омывая шарик клапана. Шарик и седло при этом истираются, становятся негерметичными и часть жидкости при ходе плунжера вверх просачивается через выкидной клапан в нижнюю часть цилиндра, уменьшая величину его наполнения. При ходе плунжера вниз в случае негерметичности всасывающего клапана часть жидкости выдавливается через всасывающий клапан в скважину и подача насоса также уменьшается [6].

Насосное оборудование, останавливаясь, несет с собой риск, что в насосно-компрессорных трубах начнется осаждение песка, которое приведет к заклиниванию агрегата. Практическое исследование доказывает – значительное количество заеданий плунжера имеет место даже там, где простой незначительный, потому что при стопе скважинного оборудования осадкообразование наступает сразу же, в отличие выноса песка на забое, где приток жидкости наблюдается еще некоторое время. Долгое отсутствие работы насоса вызывает пробку длиной достигающей 20 метров. Временами возникают заклинивания поршня в цилиндрах, а также в трубах и штангах. Промысловый опыт показывает, что при массивном объеме осадкообразования в извлекаемой жидкости - плунжер - во время

функционирования насосного агрегата может и не терять способности двигаться, но из-за накопления высокого столба песка и значительной силы трения его об внутреннюю поверхность труб и поверхность штанг колонна штанг может схватиться и застыть. При совершении попыток переместить плунжер вверх с места или при попытке сорвать его с посадочного кольца, произойдет попадание песка в зазор, тем самым вызвав заклинивание в цилиндре. Когда прихватывается вставной насос приходится поднимать на поверхность вместе штанги и трубы. [7].

1.3 Пересыпание забоя скважины

При разработке продуктивного интервала, слою которого представлены слабосцементированными песчаниками, в призабойной зоне пласта возможно образование пластической области. При таком явлении в первое время эксплуатации скважины прослеживается высокоинтенсивное неконтролируемое пескопроявление, которое связано с вымыванием песка и образованием каверны у кровли продуктивного слоя или у неразрушенного пропластка при неоднородном пласте.

На характер зоны подвижного песка влияют многие факторы:

- рекомбинация около горной выработки уже существовавших ранее напряжений, вызванных бурением;
- влияние бурового раствора на цементирующее сырье, скрепляющий зерна песка;
- тяжелые ударные нагрузки на призабойную зону, вызванные кумулятивной перфорацией;
- темпы отбора флюида и ряд других факторов.

После проведения гидроразрыва пласта в стволе скважины остается достаточно большое количество проппанта. Объем его может достигать десятка тонн и более. Мониторинг работы скважины показывает, что даже при дальнейшей эксплуатации скважины выносятся расклинивающий агент. Нормализация работы скважины бригадами КРС несет с собой существенные материальные и трудовые ресурсы [8].

1.4 Образование песчаной пробки в НКТ и штангах

Насосно-компрессорные трубы подвергаются абразивному износу в результате протекания в них жидкости с механическими примесями. Задиры резьбы появляются из-за попадания песка и других инородных частиц. При остановках скважин происходит оседание песка в колонне НКТ. Образуется песчаная пробка. Ликвидация этой пробки демонстрирует себя как большая проблема; необходимо останавливать скважину и поднимать подъемные трубы и промывать их на поверхности. На данный момент на промыслах получили широкое распространение винтовые насосные агрегаты с верхним приводом. Во время работы такого насоса поток жидкости является почти

непрерывным. Поэтому возникает существенность сопоставления движения частиц песка в трубах с прерывистым и непрерывным потоком жидкости. «Следует также отметить, что в работах А.М.Пирвердяна производится анализ движения жидкости с песком только в насосно-компрессорных трубах, в то время как образование песчаных пробок происходит при осаждении песка в эксплуатационной колонне. Поэтому нами производится сопоставление процессов при прерывистом и непрерывном движении откачиваемой из скважины жидкости в эксплуатационной колонне, в которой находится скважинный насос». Логично, что полученные результаты будут верны и для подъемных труб насосной установки. Процесс перемещения потока жидкости в смеси с песком показан на рисунке 3. На этой схеме условно в одном слое отражается группировка зерен песка.

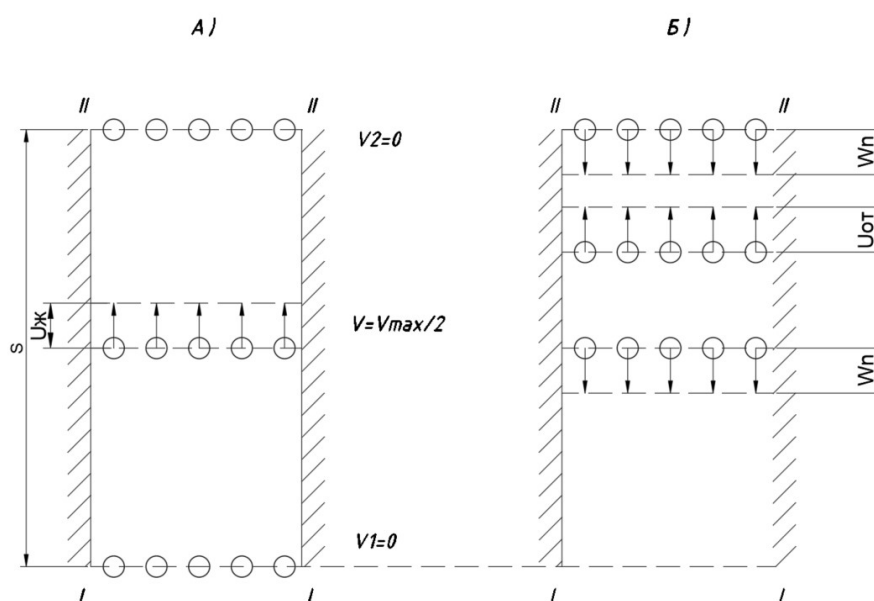


Рисунок 3 - Состояние системы «песок-суспензия» в трубе:

- Перемещение суспензии в НКТ за половину цикла подъема плунжера насоса;
- Перемещение частиц песка в трубе при осаждении в течении всего цикла работы насосного агрегата.

Рассчитывается, что движение дискретно в соответствии с деятельностью скважинного плунжерного насоса. За полный один ход плунжера жидкость переместится от сечения I - I до сечения II - II трубкой колонны. На рисунке 3 объем жидкости за один ход плунжера Q , который поддерживает песок во взвешенном состоянии, переместит сечение I - I в положение II-II, если будет отсутствовать осаждение песка. Тогда скорость перемещения составит:

$$U_{\text{ж}} = \frac{Q}{F(1 - \sigma)}, \quad (1)$$

где F – процент просвета в сечении трубы;

Σ - концентрация песка по объему (в процентах).

В случае осадка частиц песка получается вытеснение жидкости вверх в объеме:

$$Q = wF \sigma, \quad (2)$$

где w – скорость падения частиц песка.

При этом расход жидкости, который нацелен вверх за счет осаждения песка, составили:

$$U'_{\text{ж}} = \frac{Q''}{F(1-\sigma)}, \quad (3)$$

Для сохранения баланса данное выражение (2) приравняем к выражению (3), решение относительно Q''

В итоге получим выражение:

$$U_{\text{ж}} = w\sigma(1 - \sigma), \quad (4)$$

При движении песка вместе с жидкостью вверх (рис.3, б) скорость движения жидкости $U_{\text{ж}}$ и песка $U_{\text{п}}$ будут соответственно:

$$U_{\text{ж}} = \frac{Q}{F(1-\sigma)}, \quad (5)$$

$$U_{\text{п}} = \frac{q}{F\sigma}, \quad (6)$$

где Q и q – соответственно расходы жидкости и песка.

Относительная скорость частиц песка составит:

$$U_{\text{от}} = U_{\text{ж}} - U_{\text{п}}, \quad (7)$$

Резюмируя все вышенаписанное, за один полный ход плунжера штангового насоса частицы песка будут перемещены на расстояние:

$$l_{\text{п}} = U_{\text{от}} * t, \quad (8)$$

где t – время хода плунжера насоса вверх.

1.5 Оседание песка в выкидных линиях

Арматура на фонтанирующих скважинах истирается песком, который выносится вместе с флюидом. Существенный износ происходит в крестовинах елки, клине задвижки. Частицы песка в выкидных линиях с истечением определенного промежутка времени под действием гравитационных сил оседают и консолидируются. Образуется песчанистая масса, которая постепенно уменьшает проходное сечение выкидных линий. Ползучесть песчанистого грунта под воздействием нагрузки во времени ослабевает и закупоривает почти все проходное отверстие образуя песчаную пробку.

Быстрота выноса песка зависит от скорости оседания этих частиц в динамическом потоке скважинной жидкости. Для детерминации скорости падения частиц песка применяют формулу Стокса:

$$w_0 = \frac{\left(\frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1}\right)gd^2}{18V_k}, \quad (9)$$

где ρ_1 и ρ_2 – плотности зерен песка и плотности жидкости соответственно;

D – диаметр эквивалентного по объему песчинки шара;

V_k – кинематическая вязкость жидкости

2 Методы для предотвращения выноса песка

Существующие методы эксплуатации скважин, осложнённых пескопроявлениями делятся на две группы:

- Эксплуатация скважин с выносом песка из пласта;
- Предотвращение выноса песка из пласта.

Методы для предотвращения выноса песка:

- механические методы;
- химические методы;
- комбинированные методы.

Факторы, влияющие на выбор способа:

- конструкция забоя скважин;
- температурные ограничения.

Конструкция забоя скважин

На завершающем этапе строительства скважины с открытым забоем, чаще всего, эксплуатируются механические или комбинированные способы. Методы химического закрепления песка используются, в большинстве случаев, в новых скважинах, где еще не успели образоваться каверны из-за интенсивного восхода песка.

Условия при температуре

Для химических методов разрешаемые лимиты температур находятся в районе 16-175° С.

Для механических методов тепловых пределов нет, только тогда, когда при образовании набивок применяют нефть или ее производные.

На рисунках 4 и 5 можно проследить за предпосылками выноса песка и его следствием.



Рисунок 4 – Причины выноса песка [9].



Рисунок 5 – Последствия выноса песка [9].

2.1 Механические методы

Механические методы защиты скважинного оборудования от выноса песка включают установку: скважинных фильтров, фильтров скважинных насосных установок, сепараторов механических примесей.

Противопесочные фильтры:

- Щелевые (проволочные, сетчатые, штампованные);
- Гравийные (устьевые, забойные).

Фильтр – это специальное устройство, устанавливаемое в скважину для того, чтобы отсепарировать пластовую жидкость от примесей при минимальном гидравлическом сопротивлении.

Недостатки фильтров:

- засорение фильтра механическими примесями (песок, ил) приводит к снижению дебита скважины;
- бактериологическое зарастание фильтров вызывает их коррозию и приводит также к снижению дебита скважины;
- установка таких фильтров не предотвращает разрушения пород продуктивного пласта;
- проволочные и сетчатые фильтры недолговечны, быстро разрушаются под воздействием агрессивных пластовых флюидов;
- по себестоимости фильтров и их эксплуатация практически равна стоимости всего насоса.

Требования к фильтрам:

- Должны обладать необходимой механической прочностью и достаточной устойчивостью против коррозии и эрозионного воздействия;
- Должны обеспечивать создание надежной гидродинамической связи с пластом и суффозионную устойчивость пород в призабойной зоне;
- Должны позволять проводить механическую или химическую очистки фильтра (регенерацию) без извлечения его из скважины.

Щелевые фильтры

Фильтр скважинный щелевой (ФСЩ) обеспечивает устойчивое функционирование УЭЦН в осложненных выносом песка и проппанта скважинах, в том числе наклонно-направленных и горизонтальных. ФСЩ состоит из щелевого экрана, узла разобщения, предохранительного клапана и центратора. Устанавливается на основание ПЭД с узлом уплотнения, на кожух ПЭД либо на пакер.

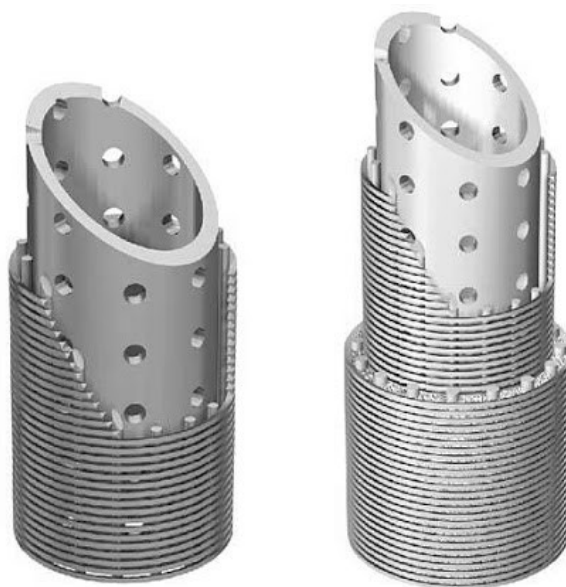


Рисунок 6 – Щелевые фильтры

Преимущества:

- Наиболее доступны и просты
- Самые дешевые
- Хорошее сопротивление радиальным нагрузкам

Недостатки:

- Малая входная площадь
- Трудность извлечения на поверхность
- Подверженность коррозии
- Низкая прочность на растяжение и поперечный изгиб
- Трудность нарезания ширины щелей (0,5 мм) машинным способом

Гравийный фильтр

Гравийный фильтр состоит из обычного каркасно-проволочного или сетчатого фильтра, рабочая часть которого окружена слоем гравия или крупнозернистого песка.



Рисунок 7 - Фильтр скважинный ФС-ПГ-73/114

Преимущества:

- Имеют высокую пескоудерживающую способность и длительный срок службы
- Они состоят из обычного каркасно-проволочного или сетчатого фильтра, рабочая часть которого окружена слоем гравия или крупнозернистого песка
- Малый градиент гидравлического сопротивления по толщине фильтра и низкая интенсивность кольматационных процессов

Недостатки:

- Большая вероятность загрязнения гравия слоями песка и породы вокруг скважины
- Высокая стоимость фильтра
- Сложность установки

2.2 Химические методы

Химические методы укрепления призабойной зоны пласта базируются на образовании пары «песок-твердый полимер» в слабосцементированном коллекторе за счет адгезии фрагментов полимера на границе между частицами песка. К химическим методам можно отнести использование эпоксидных, фурановых, а также и фенолформальдегидных смол. При закачке группы жидкостей в скважину, каждая из них выполняет свою функцию.

Недостатки:

- Слабая надежность
- Редукция эффективности обработок спустя промежуток времени

Крепление призабойной зоны пласта с целью создать проницаемый экран является популярным способом борьбы против выноса песка. Данная технология базируется на использовании метода тампонирувания под

определенным давлением в паре со специальными полимерными составами и реагентами.

Карбамидные смолы

Популярен метод крепления призабойной зоны пласта, который включает в себя образование фильтра путем внедрения отверждаемого полимерного состава в призабойную область, как отверждаемый полимерный раствор применяют водный раствор удобрения с амидной формой азота, солей аммония и соль натрия и азотной кислоты в таком соотношении, мас. %:

- карбамидная смола – 80%
- хлористый аммоний – 1-3%
- нитрит натрия – 1-3%
- вода – остальное

Состав внедряют в призабойную область горной выработки величиной в половину порового объема прихваченного конгломерата, прессуют полным поровым граничным масштабом водоотталкивающей жидкостью (керосином, соляной и т.п.) и организуют томление на реакцию и затвердевание на определенное количество времени.

Основа этого метода заключается в парциальном наполнении межзернового участка закрепляемой породы фиксируемым раствором смолы с помощью размазывания ее водоотталкивающей, прессуемой жидкостью. В дополнение, во время реагирования солей аммония и нитрита натрия в глубинных кондициях происходит извлечение азота, обеспечивающий создание пористой конституции твердеющей массе и повышает укрепляющие характеристики состава за счет увеличения адгезионной прочности полимерной пленки с минеральными зернышками. Метод использования этой композиции технологически вполне легок. В группу композиции входят широко используемые, безопасные компоненты, изготавливаемые на промысле в большом количестве. Стоимость этих компонентов недорогая. Но использование данной композиции уменьшает проницаемость призабойной области коллектора на 40% от начальной. Прочность фиксирования тоже относительно небольшая, в районе 2 МПа [10].

2.3 Физико-химические методы

К физико-химическим методам следует отнести крепление пласта через коксование нефти в призабойной области и сочетание физических и химических методов, в частности, создание проппантного фильтра в призабойной зоне горной выработки.

Коксование органического сырья в призабойной зоне пласта

Одним из популярных термических методов при разработке месторождений для борьбы с пескопроявлением является коксование. База метода фиксирования коксованием заключается в принятии кокса в пласте в роли вяжущего сырья с помощью длительного окисления в призабойной зоне горячим паром. Данный способ укрепления пластов в горных выработках

может использоваться на начальной стадии эксплуатации месторождений с высокой вязкостью органического сырья и маленьких глубинах залегания пластов. Но этот способ требует аддитивных затрат на применение теплового генератора для приема тепла для нагревания закачиваемого пара. В общем, этот способ обработки пластов популярен незначительно из-за усложнения технологии и дороговизны работ [11].

2.4 Технологические мероприятия

При регулировании добычи флюидов из скважины вязкость флюидов в пластовых условиях имеет определенное значение. Чем выше вязкость флюида, тем меньший градиент давления может быть критическим, то есть таковым, при котором начинается вынос песка.

Допускаемо то, что вода исходя из темпа отбора ее из скважины с истечением определенного периода времени смывает песчанник, если тот сложен из извести или глины даже при низкой депрессии.

В реальности воплотить в жизнь такое налаживание отборов, чтобы совершенно не допустить вынос песка из призабойного района в ствол горной выработки, исключено. Через некоторый период песок станет собираться в стволе, образуя песчаную пробку. Пробка может не возникнуть, если скорость потока жидкости в подъемных трубах будет выше предельной, когда скорость восходящего потока флюида в трубопроводе равна скорости оседания песчинки в жидкости под действием гравитации.

Подъемная сила струи жидкости аналогична квадрату диаметра песчинки, а скорость оседания под действием гравитации пропорциональна кубу диаметра песчинки.

Вычисления подтверждают, что в зависимом положении от вязкости флюида, в котором во взвешенном положении находятся песчинки, предельная величина песчинки лежит в районе 0,35-0,15 мм. Песчинки более малого размера не выпадают в осадок и не создают пробки в стволе горной выработки.

К технологическим процессам для уменьшения выноса частиц песка следует отнести:

- подъемные трубы малого диаметра;
- добавление жидкости в залифтовое пространство насосных скважин;
- полые насосные штанги;
- хвостовики;
- скребки-завихрители.

3 Разработка конструкции многофункционального клапана

3.1 Состояние вопроса в области защиты глубинно-насосного оборудования скважин от пескопроявления

Технологические методы и технические устройства защиты от пескопроявления

Для борьбы с пескопроявлениями рекомендуются и успешно применяются на практике как технологические, так и технические мероприятия [12,13]. К ним можно отнести рекомендации по режимам и темпу откачки продукции скважин с поддержанием оптимального забойного давления и других условий, определяющих состояние породы в призабойной зоне скважины; применение различных скважинных песочных якорей и противопесочных фильтров, обеспечение оптимальной скорости восходящего потока жидкости в лифтовой трубе для предотвращения осаждения и обеспечения выноса песка и т.п.

Однако применение противопесочных фильтров оправдано на высокодебитных и высокорентабельных скважинах, что в условиях многих месторождений (зрелые или малорентабельные) серьезно ограничивает их повсеместное внедрение, поскольку с каждым годом наблюдается рост обводненности и ухудшение запасов. Часто для снижения выноса песка рекомендуется значительное снижение темпов отбора жидкости, что, зачастую, является не только экономически неэффективным [14], но часто способствует образованию песчаных пробок над насосом во время вынужденных остановок скважины, так как скорости восходящего потока в насосно-компрессорных трубах (НКТ) оказывается недостаточно для выноса крупнозернистых фракций песка. В результате, внутри НКТ над насосом будет наблюдаться непрерывный рост их концентрации.

Стоит отметить, что многие из перечисленных рекомендаций успешно работают в режиме непрерывной эксплуатации скважин. Однако большинство старых месторождений из-за низкого дебита скважин переведено на режим периодической эксплуатации и, соответственно, в таком же режиме эксплуатируется насосное оборудование. В этих условиях наибольшую опасность представляют технологические остановки скважин, которые приводят к осаждению песка в колонне НКТ и образованию песчаных пробок. Высота и плотность осажденного слоя песка зависит как от его концентрации в столбе жидкости от насоса до устья скважины, так и от времени технологического перерыва между очередными включениями. Высота столба песчаных пробок может достигать десятков метров. При последующем запуске это может привести к заклиниванию насоса или обрыву штанг.

Исходя из анализа исследований седиментации различных механических примесей в различных жидкостях можно констатировать, что наиболее интенсивный процесс осаждения наблюдается в первой его половине, когда происходит осаждение наиболее крупных частиц. В

последующем процесс несколько стабилизируется, так как происходит осаждение менее крупных частиц. Полной седиментации может и не наступить, т. к. в вязкой жидкости мелкие частицы могут находиться во взвешенном состоянии достаточно долгое время [15].

Широко применяемые стандартные сливные клапаны позволяют лишь однократно сливать жидкость в колонне НКТ перед подъемом насоса. При этом слив жидкости из НКТ происходит до статического уровня в затрубном пространстве, и над насосом (в зависимости от его глубины погружения) может оставаться достаточно высококонцентрированный столб жидкости с песком для образования песчаной пробки.

Для защиты ГНО в скважинах с высоким фактором пескопроявления и предотвращения образования песчаных пробок компаниями Zenith (Tubing Drain Valve) и MANTL (ATD) предлагаются устройства автоматического дренирования НКТ, позволяющие вымывать скопившиеся в колонне твердые частицы в межтрубное пространство во время остановок, уменьшающие вероятность заклинивания. Однако их применение требует контроля крутящего момента ротора ВНУ, тогда как не все установки на месторождениях оснащены таким оборудованием. К тому же, крутящий момент на роторе в условиях эксплуатации нестабилен в силу ряда причин, которые напрямую не связаны с осаждением и накоплением песка в колонне НКТ над насосом.

Определенный интерес вызывают конструкции противопесочных клапанов по патенту США, где предлагаются два вида устройств по сбросу песка в межтрубное пространство – один для бесштанговых глубиннонасосных установок с погружными электроприводами, другой – для насосов со штанговым верхним приводом. Учитывая, что данные устройства разработаны только недавно (в 2015 г.), на сегодняшний день отсутствуют практические данные об их эффективности. Проведенным литературно-патентным поиском также не выявлено сведений о разработке или применении аналогичных устройств в практике нефтедобычи. Поэтому применение противопесочных клапанов можно считать новым направлением в технологии защиты скважинных насосов от песка.

3.2 Технология и принцип работы многофункционального клапана

Решение проблемы – противопесочный клапан с управляемым параметром активации

Исходя из анализа работы ГНО в условиях высокого пескопроявления можно сформулировать следующие требования к конструкции противопесочного клапана:

- клапан должен вписываться в компоновку НКТ и создавать минимальные гидравлические сопротивления потоку жидкости от насоса;
- управление активацией клапана должно происходить автоматически, в зависимости от установленных перепадов давления жидкости;

- клапан должен иметь возможность обеспечивать необходимое время задержки начала активации сброса жидкости для седиментации наиболее крупных частиц песка;

- клапан должен обладать высокой надежностью и герметичностью запорных органов.

Исходя из поставленных требований, нами разработаны конструкции противопесочных клапанов для штанговых и бесштанговых насосных установок, позволяющие регулировать время задержки начала активации сливного клапана для седиментации и сброса только наиболее высококонцентрированной механическими примесями жидкости из НКТ, и повысить надежность и ресурс работы его подвижных элементов.

На рис. 8 представлена усовершенствованная конструкция противопесочного клапана для бесштанговой насосной установки. Конструкция клапана состоит из двух основных узлов – непосредственно узла сливного клапана и узла регулирования задержки его срабатывания.

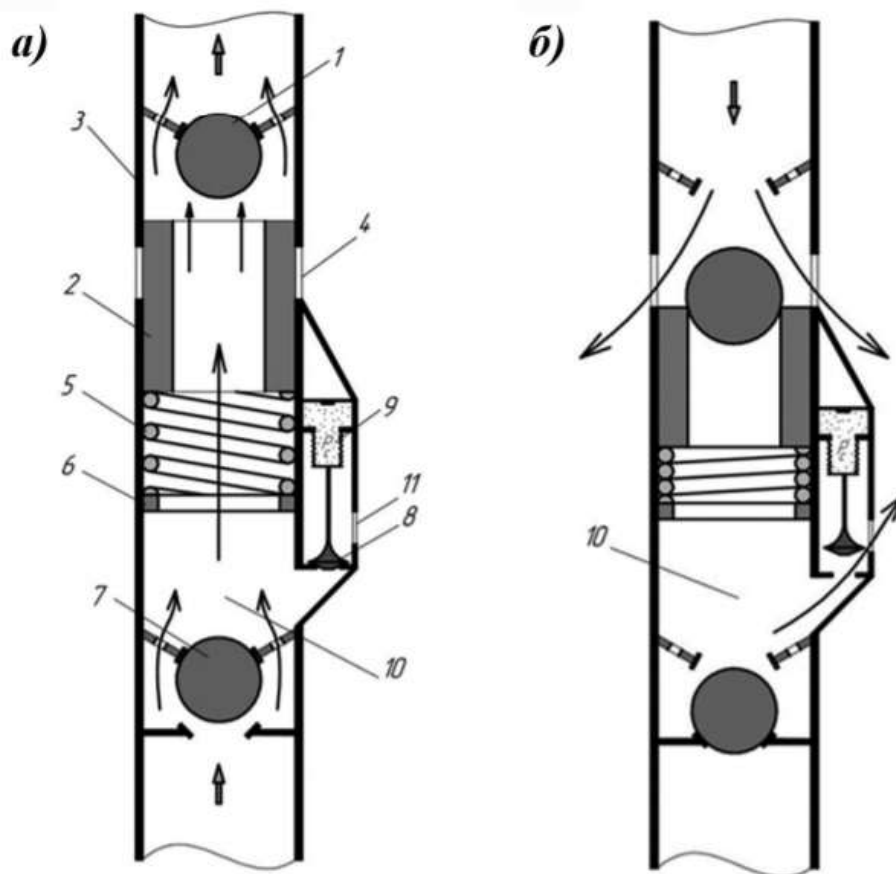


Рисунок 8 - Противопесочный клапан для бесштанговых насосных установок

а) положение элементов при работе глубинного насоса

б) положение элементов клапана после остановки глубинного насоса

Узел сливного клапана включает в себя подвижный цилиндрический золотник 2, боковой поверхностью прилегающий к внутренней стенке насосно-компрессорной трубы 3 и запирающий сливные отверстия 4, а также его активатор 1, запирающий проходное отверстие в золотнике. В нижней

части золотник сливного клапана опирается на регулировочную пружину 5, со стопорным кольцом 6 на резьбе, что позволяет регулировать усилие затяжки пружины 5.

Узел регулирования времени задержки начала активации сливного клапана располагается под сливным отверстием и состоит из обратного клапана 7, дренажного клапана 8 с активатором сильфонного типа 9.

В качестве него может быть использован газлифтный клапан из так называемой «мандрели» газлифтной установки. Между сливным и обратным клапанами в закрытом положении образуется герметичная полость 10, которая может сообщаться с затрубным пространством посредством дренажного клапана 8 через дренажные окна 11.

Клапаны-активаторы в противопесочном клапане могут быть различными, к примеру, поворотными, тарельчатыми, других типов и комбинироваться их различными сочетаниями в одном устройстве.

Регулирование времени задержки начала активации сливного клапана осуществляется изменением давления P_c инертного газа в сильфоне дренажного клапана при его заправке. На рис. 8а показано положение его элементов при работе глубинного насоса, а на рис. 8б – положение элементов клапана после остановки глубинного насоса в момент начала активации и сброса части столба жидкости с механическими примесями в затрубное пространство.

Устройство работает следующим образом: при работе глубинно-насосного оборудования (рис. 8а) под действием напора жидкости от электроцентробежного насоса оба обратных клапана – верхний 1 и нижний 7 – открыты, идет процесс откачки жидкости из скважины. Сливные отверстия 4 в корпусе клапана перекрыты золотником 2 сливного клапана под действием пружины 5 и, частично, за счет гидравлического сопротивления потоку жидкости, создаваемого самим золотником 2.

После остановки насоса (рис. 8б) из-за отсутствия напора клапан-активатор 1 под действием гидростатического столба жидкости в НКТ над ней закрывается, и на золотник 2 сливного клапана воздействует гидростатическое давление столба жидкости в НКТ, уравниваемое снизу усилием пружины 5 и остаточным давлением жидкости в замкнутом объеме 10 при закрытом нижнем обратном клапане 7 и закрытом дренажном клапане 8. В этот момент дренажный клапан 8 закрыт, т. к. установленное давление в сильфоне 9 больше затрубного давления жидкости. По мере притока жидкости из пласта, статический уровень жидкости в затрубе постепенно растет, и при превышении им давления P_c в сильфоне 9 дренажный клапан 8 открывается и начинает стравливать жидкость из замкнутого объема 10 в затрубное пространство, понижая в ней давление. В момент достижения перепада давления на сливном клапане 2, достаточном для преодоления усилия пружины 5, золотник сливного клапана 2 смещается вниз, открывая сливные отверстия 4 в корпусе 3. Начинается процесс сброса столба жидкости из НКТ в затруб. В процессе слива жидкости из НКТ в затруб ее уровень в затрубном

пространстве быстро растет, что приводит к более интенсивному росту внешнего давления на сильфон 9 и способствует полному открытию дренажного клапана 8 и снижению давления в замкнутом объеме 10. Последнее также способствует дальнейшему перемещению золотника 2 и полному открытию сливных окон 4 для слива жидкости из НКТ в затруб.

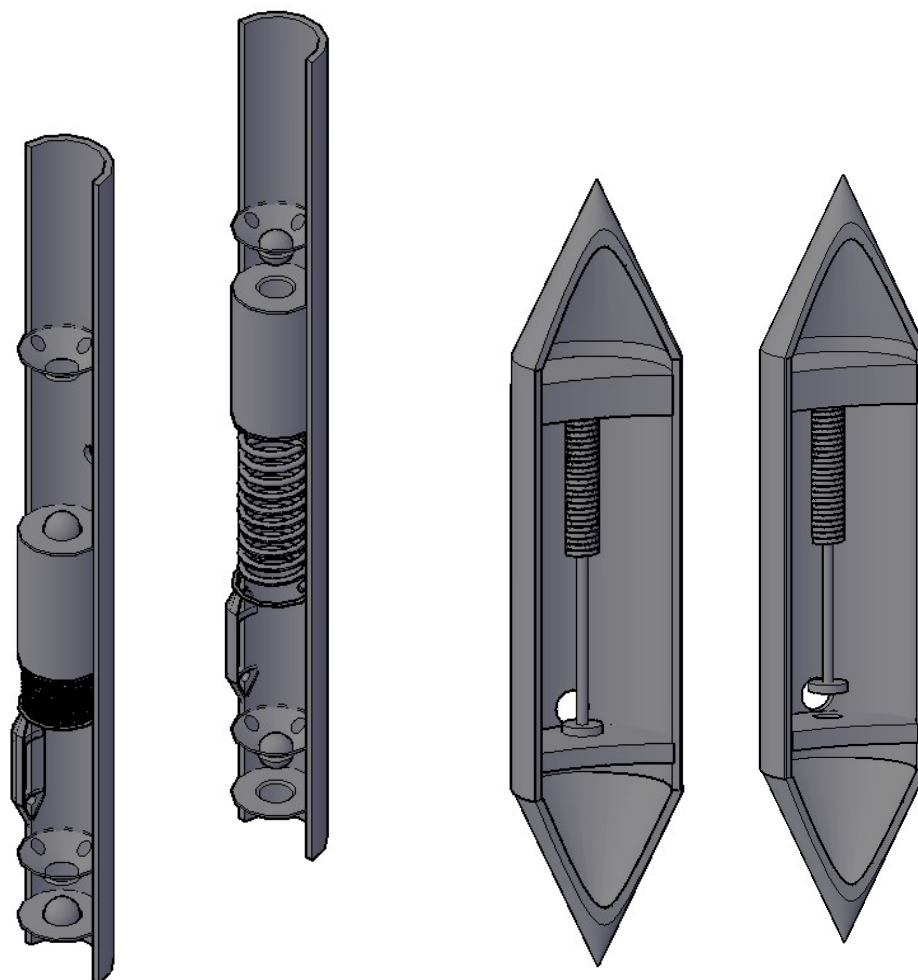


Рисунок 9 – 3D модель противопесочного клапана

В период времени от остановки насоса и роста затрубного давления до величины, достаточной для срабатывания дренажного клапана, происходит седиментация наиболее крупных частиц механических примесей, которые и могут образовать устойчивую песчаную пробку. Продолжительность этого периода времени может регулироваться внутренним давлением в сильфоне дренажного клапана, в зависимости от концентрации и скорости седиментации песка в пластовом флюиде, и времени восстановления гидростатического уровня жидкости в скважине.

Такая задержка срабатывания противопесочного клапана позволяет сбросить наиболее высококонцентрированный механическими примесями столб жидкости из НКТ, предотвратить образование песчаных пробок над

насосом и уменьшить расход электроэнергии на заполнение освободившейся части лифтовой трубы при последующем запуске.

Цилиндрическая же форма золотника сливного клапана имеет большее проходное отверстие для прокачки жидкости (следовательно, создает меньшее гидравлическое сопротивление), боковая запорная поверхность его менее подвержена гидроабразивному износу и более надежна, чем конусный запорный золотник в прототипе.

Благодаря наличию этого устройства, отсутствует необходимость компоновки скважинного оборудования стандартными обратным и сливным клапанами, функции которых оно может одновременно выполнять. Это же устройство позволяет проводить различные технологические операции, связанные с закачкой технологических жидкостей в затрубное пространство при выключенном насосе. Предлагаемая конструкция позволяет также сообщать канал НКТ с кольцевым пространством для полного слива жидкости из НКТ путем пневмовоздействия с наземной части (устья скважины) при проведении текущих и капитальных ремонтов скважины.

В случае возможного образования небольшой песчаной пробки после длительной остановки насоса, при последующем его запуске есть опасность, что давления жидкости от насоса в первоначальный момент будет недостаточно для его разрушения и продавливания по НКТ. В этом случае дренажный клапан 8 сработает, как предохранительный, и жидкость частично будет сбрасываться в затрубное пространство. Это позволит предотвратить резкий рост давления между противопесочным клапаном и насосом, снивелировать резкий рост нагрузки на электродвигатель.

На вышеприведенные конструкции противопесочных клапанов поданы заявки на получение патентов Республики Казахстан (приоритет от 27.02.2019 г.).

3.3 Расчетная часть

При работе или же сразу после остановки насосной установки (НУ) градиентная кривая давления по высоте столба в НКТ имеет линейный характер 1 (рис. 10), так как механические примеси в этот период равномерно распределены по столбу жидкости в НКТ. После остановки НУ, по истечении некоторого времени, характер градиентной кривой давления будет постепенно переходить в нелинейную форму 2 по мере осаждения песка и перераспределения его концентрации. При этом в столбе жидкости в НКТ будут различаться три зоны:

- (а) – область более или менее чистой жидкости;
- (б) – область жидкости с мелкими взвешенными частицами механических примесей;
- (в) – область крупных частиц механических примесей, образующих песчаную пробку.

Для сравнения приведен характер градиентной кривой давления чистой жидкости 3, которая служит точкой отсчета для сравнения и выбора параметра активации клапана.

Параметром начала активации противопесочного клапана и сброса песка в затруб может быть величина перепада давления ΔP_n непосредственно над насосом, а завершения сброса – перепад давления ΔP_k на границе раздела (б) и (в), определяющий высоту столба осажденного песка h_n . При кратковременных остановках насоса сбрасывать столб жидкости со взвешенными мелкими частицами механических примесей между областями (а) и (в) может быть нецелесообразно, так как она может быть значительной, что приведет к излишнему перерасходу энергии при последующем запуске насоса на заполнение НКТ. Таким образом, величины ΔP_n и ΔP_k определяют начало и завершение процесса активации клапана, а период времени на снижение перепада давления от ΔP_n до ΔP_k будет определять продолжительность сброса, а соответственно, и высоту столба сбрасываемой жидкости h_n . Для точной установки параметра активации клапана необходимо знание о концентрации песка в добываемой жидкости, их гранулометрическом составе и скорости седиментации. Для определения же численных значений ΔP_n и ΔP_k можно воспользоваться стандартными уравнения гидравлики и гидростатики. ΔP_n определяется из разницы гидростатических давлений между чистой жидкостью и жидкостью с содержанием конкретного количества механических примесей. Величина ΔP_k будет определяться в основном скоростью седиментации наиболее крупных частиц механических примесей, которая зависит от вязкости жидкости, концентрации и гранулометрического состава частиц примесей.

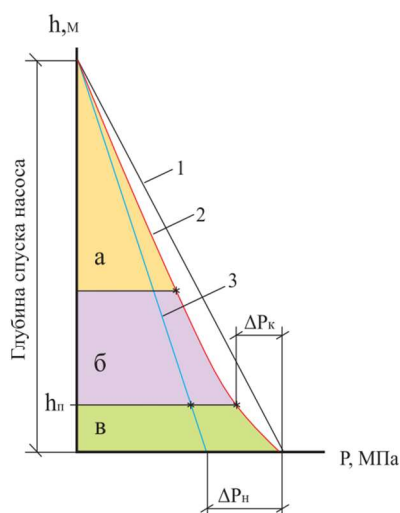


Рисунок 10 – Характер градиентных кривых давления по длине НКТ

1 - Сразу после остановки насоса; 2 - по истечении некоторого времени и седиментации крупных частиц; 3 - чистой жидкости.

а – область чистой жидкости; б- область жидкости с мелкими взвешенными частицами механических примесей; в область осажденных крупных частиц механических примесей, образующих песчаную пробку [15].

Первым параметром для расчета будет перепад давления для начала активации противопесочного клапана и сброса песка в затруб – P_H , а также перепад давления для завершения сброса – P_3 .

Для определения первого перепада можно воспользоваться разницей гидростатических давлений чистой жидкости и жидкости с содержанием определенного количества механических примесей

$$\Delta P_H = (\rho_M - \rho_{\text{ч}}) \cdot g \cdot h, \quad (10)$$

где $\rho_{\text{ч}}$ - плотность чистой жидкости, 850 кг/м³ – плотность нефти;

h – высота столба жидкости, м;

ρ_M - плотность суспензии жидкости с песком, кг/м³. Мы взяли плотность мокрого песка равная 1630 кг/м³.

$$P_H = (\rho_M - \rho_{\text{ч}}) \cdot g \cdot h = (1630 - 850) \cdot 9,8 \cdot 30 = 229320 = 0,23 \text{ МПа}$$

Величина ΔP_K будет определяться в основном скоростью седиментации наиболее крупных частиц мехпримесей, зависящая от вязкости жидкости, концентрации и гранулометрического состава частиц примесей.

На частицу механической примеси (песка), находящуюся в воде, будет действовать три силы. Это сила тяжести F_T , выталкивающая сила F_B и сила сопротивления F_c . (рис.11)

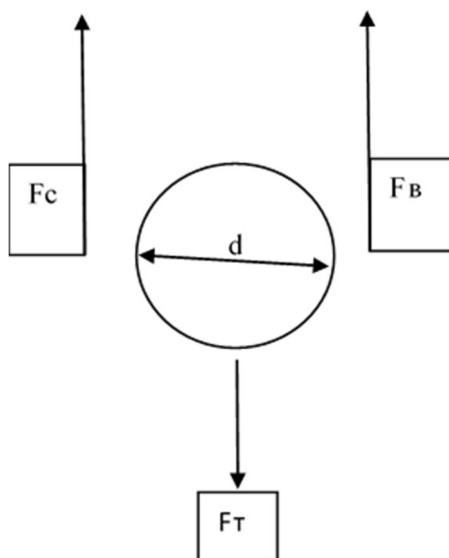


Рисунок 11 - Силы, действующие на частицу.

Исходя из этого, а также от того в каком режиме происходит осаждение, вычислим скорость осаждения частицы по формуле Стокса, $Re < 1$ (форма частицы взята сферическая)

$$U = \frac{g \cdot (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{ж}}) \cdot d^2}{18 \cdot \mu}, \quad (11)$$

где d – диаметр частицы, м;

$\rho_{\text{ч}}$ – плотность вещества частицы, кг/м³. Мы взяли плотность мокрого песка равная 1630 кг/м³;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, 850 кг/м³ – плотность нефти;

μ – коэффициент динамической вязкости жидкости.

В зависимости от критерия Рейнольдса также используют такие формулы

$$\text{При } 1 < Re < 10 \quad U = \frac{v}{d} \cdot (\sqrt{25 + 1.2 \cdot d^2} - 5)^{1.5}, \quad (12)$$

$$\text{При } 10^3 < Re < 10^5 \quad U = 1.74 \cdot \sqrt{d \cdot \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_2}} \cdot g, \quad (13)$$

В нашем случае используем формулу Стокса. Для начала найдем коэффициент динамической вязкости по формуле Пуазейля

$$\mu = \frac{\pi \cdot P \cdot r^4}{8 \cdot V \cdot L} \cdot t, \quad (14)$$

где P – давление действующие на жидкость, Па;

V – объем жидкости, м³;

L – длина колонны, м;

t – время прохождения, с;

r – радиус НКТ, м.

Значение динамической вязкости было взято среднее 4,9 мПа*с из месторождения в акватории Балтийского моря, которое было проанализировано по результатам глубинных проб и проб с дневной поверхности, избранных из их горных выработок[16].

Далее для более точного расчета найдем критический диаметр осаждающихся частиц по формуле

$$d_{\text{кр}} = C^3 \cdot \sqrt{\frac{\mu^2}{g \cdot (\rho_1 - \rho_2) \cdot \rho_2}}, \quad (15)$$

Константа C имеет значение 2,62 при применении формулы Стокса. С учетом полученных значений найдем скорость осаждения частиц.

$$d_{\text{кр}} = C^3 \cdot \sqrt{\frac{\mu^2}{g \cdot (\rho_1 - \rho_2) \cdot \rho_2}} = 17,98 \cdot \sqrt{\frac{24,01}{9,8 \cdot (1630 - 850) \cdot 850}} = 0,035 \text{ мм}$$

Для построения графика зависимости скорости оседания песка возьмем еще 4 значения диаметра частиц отличное от критического:

- $d_2=0.05\text{mm}$;
- $d_3=0.075\text{mm}$;
- $d_4=0.1\text{mm}$;
- $d_5=0.125\text{mm}$.

Скорости осаждения частиц:

$$1) \quad U = \frac{g \cdot (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{ж}}) \cdot d^2}{18 \cdot \mu} = \frac{9,8 \cdot (1630 - 850) \cdot 0,035^2 \cdot 10^{-6}}{18 \cdot 4,9 \cdot 10^{-3}} = 0,0001 \text{ м/с}$$

$$2) \quad U = \frac{g \cdot (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{ж}}) \cdot d^2}{18 \cdot \mu} = \frac{9,8 \cdot (1630 - 850) \cdot 0,05^2 \cdot 10^{-6}}{18 \cdot 4,9 \cdot 10^{-3}} = 0,0002 \text{ м/с}$$

$$3) \quad U = \frac{g \cdot (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{ж}}) \cdot d^2}{18 \cdot \mu} = \frac{9,8 \cdot (1630 - 850) \cdot 0,075^2 \cdot 10^{-6}}{18 \cdot 4,9 \cdot 10^{-3}} = 0,0005 \text{ м/с}$$

$$4) \quad U = \frac{g \cdot (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{ж}}) \cdot d^2}{18 \cdot \mu} = \frac{9,8 \cdot (1630 - 850) \cdot 0,1^2 \cdot 10^{-6}}{18 \cdot 4,9 \cdot 10^{-3}} = 0,00087 \text{ м/с}$$

$$5) \quad U = \frac{g \cdot (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{ж}}) \cdot d^2}{18 \cdot \mu} = \frac{9,8 \cdot (1630 - 850) \cdot 0,125^2 \cdot 10^{-6}}{18 \cdot 4,9 \cdot 10^{-3}} = 0,00135 \text{ м/с}$$

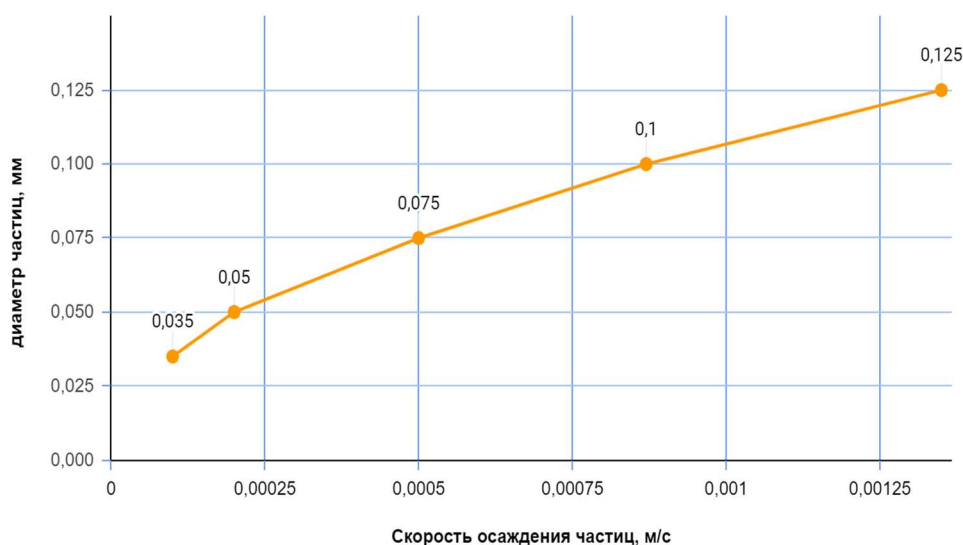


Рисунок 12 – Зависимость скорости оседания песка в скважинной жидкости

График (рис.12) показывает, что на скорость оседания частиц влияют размеры частиц. После нахождения скорости хотелось бы отметить факторы наработки на отказ из-за осаждения данных частиц.

По таб.2 из программы статического анализа данных StatSoft STATISTICA 7.0 можно определить какой из факторов имеет коэффициент корреляций и процент его достоверности “p”. По данному материалу составлено уравнение регрессии или наработка на отказ в сутках (16). В нем взяты 2 фактора это глубина спуска насоса и КВЧ (количества взвешенных частиц). Так же помимо числовых характеристик есть и такие как производитель насоса, его состояние (б/у или новый), которые в свою очередь тоже влияют на наработку на отказ.

$$T = 295.1 - 0.0566 \cdot H_{\text{сп}} - 0,184 \cdot M, \quad (16)$$

где T – наработка на отказ, сут;

$H_{\text{сп}}$ – глубина спуска насоса, м;

M – содержание мехпримесей, мг/л.

Таблица 2 – Матрица корреляций

	Нарботка	Ном.подача	Нсп	Qж	Ндин	ОБВ	Рпл	Рзаб	КВЧ
Нарботка	1,0000	0,1530 p=0,558	-0,6513 p=0,005	0,2618 p=0,310	-0,2055 p=0,429	0,4368 p=0,080	-0,1890 p=0,467	0,2850 p=0,268	-0,6262 p=0,007
Ном,подача	0,1530 p=0,558	1,0000	-0,4352 p=0,081	0,8904 p=0,000	-0,5228 p=0,031	0,5219 p=0,032	0,0897 p=0,732	0,6509 p=0,005	0,1797 p=0,490
Нсп	-0,6513 p=0,005	-0,4352 p=0,081	1,0000	-0,6725 p=0,003	0,7757 p=0,000	-0,6643 p=0,004	0,1023 p=0,696	-0,7984 p=0,000	0,3508 p=0,167
Qж	0,2618 p=0,310	0,8904 p=0,000	-0,6725 p=0,003	1,0000	-0,7065 p=0,002	0,7245 p=0,001	0,1393 p=0,594	0,8395 p=0,000	0,0208 p=0,937
Ндин	-0,2055 p=0,429	-0,5228 p=0,031	0,7757 p=0,000	-0,7065 p=0,002	1,0000	-0,5120 p=0,036	-0,0285 p=0,914	-0,9033 p=0,000	-0,1559 p=0,550
ОБВ	0,4368 p=0,080	0,5219 p=0,032	-0,6643 p=0,004	0,7245 p=0,001	-0,5120 p=0,036	1,0000	-0,0636 p=0,808	0,6916 p=0,002	-0,2186 p=0,399
Рпл	-0,1890 p=0,467	0,0897 p=0,732	0,1023 p=0,696	0,1393 p=0,594	-0,0285 p=0,914	-0,0636 p=0,808	1,0000	0,1237 p=0,636	0,4733 p=0,055
Рзаб	0,2850 p=0,268	0,6509 p=0,005	-0,7984 p=0,000	0,8395 p=0,000	-0,9033 p=0,000	0,6916 p=0,002	0,1237 p=0,636	1,0000	0,1094 p=0,676
КВЧ	-0,6262 p=0,007	0,1797 p=0,490	0,3508 p=0,167	0,0208 p=0,937	-0,1559 p=0,550	-0,2186 p=0,399	0,4733 p=0,055	0,1094 p=0,676	1,0000

В среднем при росте содержания на 100мг/л сокращается наработка на отказ из-за засорения на 18,4 сут, а увеличение глубины насоса увеличивает снижение наработки на 5,7 сут.

Продemonстрируем месторождения х отказавших в результате засорения ЭЦН.

Таблица 3 – Параметры месторождений.

Месторождение	Н _{сп} , м	КВЧ, мг/л
X1	2390	414
X2	1954	308
X3	1551	550

$$T1 = 295.1 - 0.0566 \cdot H_{\text{сп}} - 0,184 \cdot M = \\ = 295.1 - 0.0566 \cdot 2390 - 0,184 \cdot 414 = 83,7 \text{сут}$$

$$T2 = 295.1 - 0.0566 \cdot H_{\text{сп}} - 0,184 \cdot M = \\ = 295.1 - 0.0566 \cdot 1954 - 0,184 \cdot 308 = 127,8 \text{сут}$$

$$T3 = 295.1 - 0.0566 \cdot H_{\text{сп}} - 0,184 \cdot M = \\ = 295.1 - 0.0566 \cdot 1551 - 0,184 \cdot 550 = 106,1 \text{сут}$$

На рисунке 13 показана наработка на отказ.

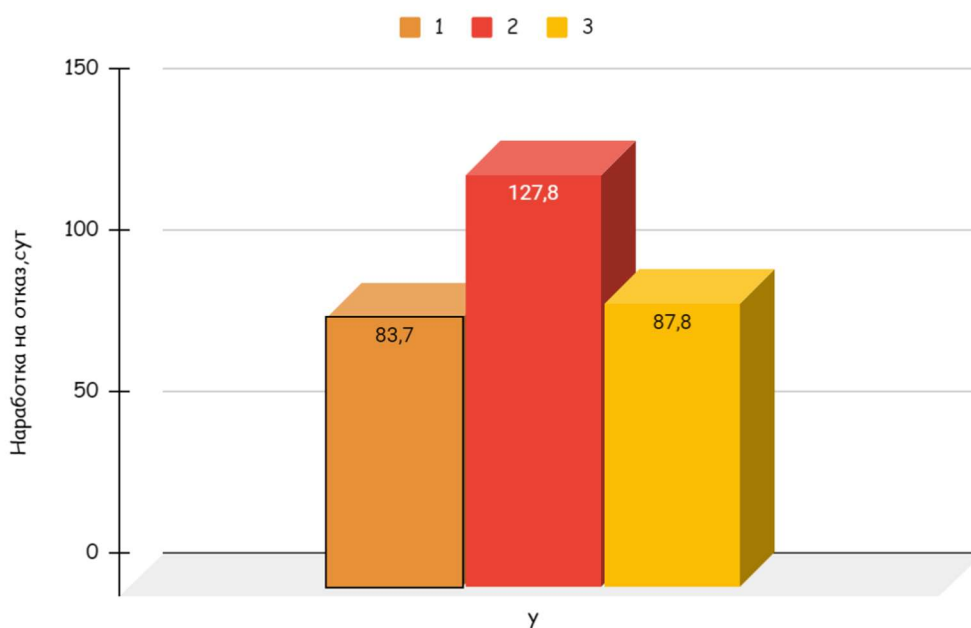


Рисунок 13 – Нарботка на отказ

Существуют и другие уравнения регрессии, учитывающие разные параметры. При этом число параметров в уравнении регрессии, как правило, не превышает двух, а сами параметры варьируются в зависимости от условий эксплуатации. По изученным данным получаем. Что наработка на отказ

скважинных насосных установок снижается при увеличении: КВЧ, дебита скважины, глубины спуска, коэффициента подачи насоса, обводненности [17].

Далее были проведены расчеты пружины. Резюмируя внешний диаметр пружины, утверждаем пружину первого класса, второго разряда с нумерацией позиции 471 по ГОСТ 13766-86. Произведенная из стали марки КТ-2. Основные характеристики приведены в таб.4.

Таблица 4 - Основные параметры пружины [ГОСТ 13766-86].

Номер позиции	Сила пружины при критической деформации, Н	Диаметр спирали, мм	Внешний диаметр пружины, мм	Жесткость одного витка, Н/мм	Максимальный прогиб одного витка, мм
471	355	5	60,0	36,850	9,635

На рисунке 14 демонстрируется пружина.

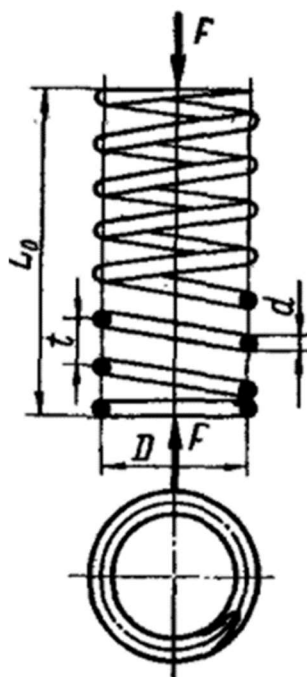


Рисунок 14 – Параметры пружины.

Исходя из данных таблицы 4 определим силу пружины при рабочей деформации. Для этого используем установленное соотношение между силами

$$F_3 = \frac{F_2}{1 - \delta} \Rightarrow F_2 = (1 - \delta) \cdot F_3 = (1 - 0,2) \cdot 355 = 284 \text{ Н}, \quad (17)$$

где F_2 – сила при рабочей деформации, Н;
 F_3 – сила при максимальной деформации, взята из таблицы 2.
 δ – релятивный инерционный просвет пружины сжатия. Для пружин сжатия 1 и 2-го классов равна от 0,05 до 0,25. Мы взяли среднее 0,2.

$$F_2 = \frac{C_1}{N} \cdot \Delta L_1, \quad (18)$$

Через силу упругости при рабочей деформации тела (18) можно найти число действующих витков пружины

$$N = \frac{C_1}{F_2} \cdot \Delta L_1 = \frac{36,85}{284} \cdot 50 = 6,5 \approx 7, \quad (19)$$

где C_1 – коэффициент жесткости одного витка из таб.2, Н/мм, а жесткость пружины определяется по формуле (12); $\Delta L_1 = 50$ мм.

Найдем диаметр проволоки пружины. Примем индекс пружины исходя из формулы $c=D/d=60/5=12$, коэффициент влияния кривизны витков $k=1,1$. Для диаметров проволоки 4-6 мм примем допускаемое напряжение для проволоки $[T] = 500$ МПа по ГОСТ 13764-68.

$$d = 1,6 \cdot \sqrt{\frac{k \cdot c \cdot F_3}{[T]}} = 1,6 \cdot \sqrt{\frac{1,1 \cdot 12 \cdot 355}{500}} = 4,9 \text{ мм}, \quad (20)$$

В соответствии с ГОСТ 13766-86 окончательно принимаем $d=5$ мм. Теперь можно вычислить жесткость пружины.

$$C = \frac{G \cdot d^4}{8 \cdot D^3 \cdot n} = \frac{7,85 \cdot 10^4 \cdot 5^4}{8 \cdot 60^3 \cdot 7} = 4 \frac{\text{Н}}{\text{мм}}, \quad (21)$$

где d , D – диаметры проволоки из таб.4, мм;

G – модуль сдвига для пружинной стали равен $7,85 \cdot 10^4$, Н/мм².

Далее найдем максимальную деформацию пружины по формуле

$$\lambda_3 = \frac{F_3}{C} = \frac{355}{4} = 88,75 \text{ мм}, \quad (22)$$

Полное число витков пружины определяется через

$$n_1 = n + n_2 = 7 + 2 = 9 \quad (23)$$

где n_2 – число опорных витков, которое равно 2.

Длина развернутой пружины по формуле

$$L = 3,2 \cdot D \cdot n_1 = 3,2 \cdot 60 \cdot 9 = 1728 \text{ мм}, \quad (24)$$

Следующий пункт в расчетах — это потери напора и потери давления в гидравлическом контуре. Потери давления определяется через суммы потерь давления по длине трубопровода и местных потерь давления. Для расчетов возьмем НКТ диаметром 88,9 мм и с внутренним диаметром 75,9мм, нефть с плотностью 850 кг/м³, длиной трубопровода L=2000м.

$$\Delta P = \Delta P_d + \Delta P_m, \quad (25)$$

На рисунке 15 показаны потери давлений по трубопроводу.

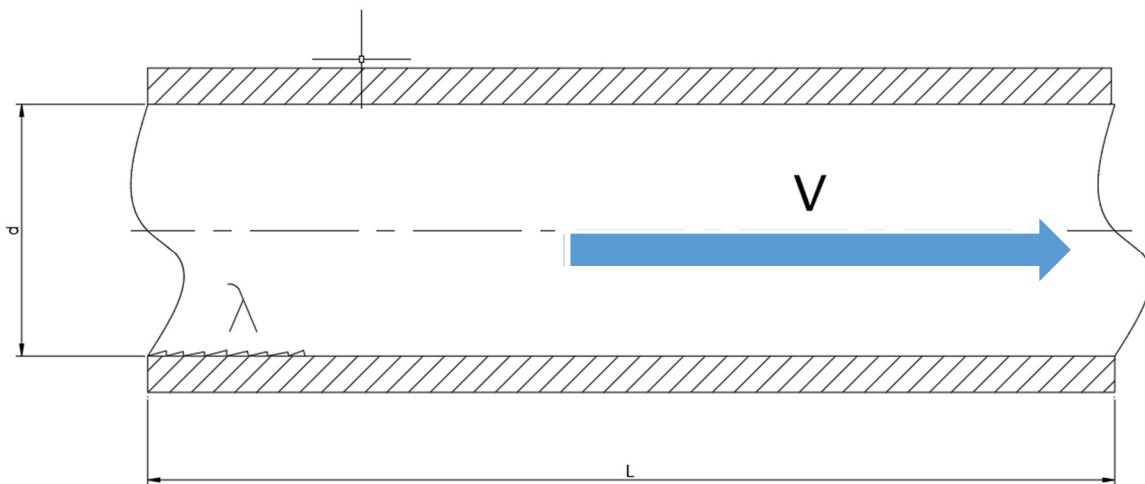


Рисунок 15– Потери давления по трубопроводу.

$$\Delta P_d = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\rho v^2}{2}, \quad (26)$$

где λ - коэффициент гидравлического трения;

L - длина трубопровода, м;

d - диаметр трубы, мм;

V - скорость потока жидкости, м/с;

ρ – плотность жидкости, кг/м³.

Чтобы определить коэффициент гидравлического трения, необходимо вычислить число Рейнольдса и подобрать режим.

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{1,5 \cdot 0,0759}{0,0000057} = 19973, \quad (27)$$

где ν — кинематическая вязкость, которая равна отношению динамической вязкости к плотности нефти(850кг/м³). Динамическая вязкость, как и ранее в расчетах принята за 4,9мПа*с. Следовательно кинематическая вязкость равна:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} = \frac{0,0049}{850} = 0,0000057 \frac{m^2}{c}, \quad (28)$$

V – средняя скорость потока жидкости. Определяется по формуле:

$$V = \frac{Q}{S} = \frac{0.0067}{0.0045} = 1.5 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (29)$$

где Q – объёмный расход жидкости, который равен отношению объема жидкости ко времени ее прохождения.

$$Q = \frac{\pi \cdot r^2 \cdot h}{t} = \frac{3.14 \cdot (37.95)^2 \cdot 30}{20} = 0.0067 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (30)$$

h – высота столба жидкости, м;

S – площадь сечения трубопровода равный $\pi \cdot r^2 = 3,14 \cdot (37.95)^2 = 0,0045 \text{м}^2$

Из таблицы шероховатости получаем коэффициент $\Delta\varepsilon = 0,15 \text{мм}$ для стальных труб после нескольких лет эксплуатации.

С учетом вычисленного числа Рейнольдса получаем турбулентный режим, для которого характерна данная формула определения коэффициента гидравлического трения:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta\varepsilon}{d}\right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,15}{75,9}\right)^{0,25} = 0,023, \quad (31)$$

Теперь подставим найденные значения в формулу (26) и вычислим потерю давления на трубопроводе.

$$\Delta P_d = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\rho v^2}{2} = 0,023 \cdot \frac{2000}{0,0759} \cdot \frac{850 \cdot 1,5^2}{2} = 0,58 \text{МПа}.$$

Местные гидравлические сопротивления — это сумма всех изменений условий течения потока. Чтобы найти местные потери давления необходимо учесть все условия прохождения жидкости (сужение, расширения, изгиб; клапаны, задвижки и т.д.) и суммировать по формуле (32)

$$\sum \Delta P_M = \sum \varepsilon \cdot \frac{\rho V_i^2}{2}, \quad (32)$$

где ε – безразмерный коэффициент местных сопротивлений (Кмс). В таблице 5 и 6 указаны значения при различных условиях течения потока.

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

V_i – средняя скорость потока жидкости, м/с.

Таблица 5 – Значения КМС

КМС, при d, мм	10	15	20	25	32	40	50 и более
Вентиль	20	16	10	9	9	8	7
Кран шаровой	5	4	2	2	2	2	2
Отвод	4	3	2	2	2	2	2
Отвод 90*	2	1,5	1,5	1	1	0,5	0,5

Таблица 6 – Значения КМС

Условия	Радиатор	Расширение	Сужение	Тройник- поворот	Тройник- проход
КМС	2,0	1,0	0,5	1,5	1,0

Теперь находим потерю напора по длине трубопровода. Для данного расчета взяли НКТ с тремя разными диаметрами: 88,9мм (75,9мм), 101,6мм (83,6мм), 114,3мм (100,3мм).

$$H = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (33)$$

где λ - коэффициент гидравлического трения;

L - длина трубопровода, м;

d - диаметр трубы, мм;

V - скорость потока жидкости, м/с.

Отсюда получаем потерю напора при d_1 , d_2 , d_3 .

$$1) H = \lambda \cdot \frac{L}{d_1} \cdot \frac{v^2}{2g} = 0,023 \cdot \frac{2000}{0,0759} \cdot \frac{1,5^2}{2 \cdot 9,8} = 69,6 \text{ м}$$

$$2) H = \lambda \cdot \frac{L}{d_2} \cdot \frac{v^2}{2g} = 0,023 \cdot \frac{2000}{0,0836} \cdot \frac{1,5^2}{2 \cdot 9,8} = 63,1 \text{ м}$$

$$3) H = \lambda \cdot \frac{L}{d_3} \cdot \frac{v^2}{2g} = 0,023 \cdot \frac{2000}{0,1003} \cdot \frac{1,5^2}{2 \cdot 9,8} = 52,6 \text{ м}$$

Из полученных значений следует то, что при увеличении диаметра НКТ потери напора уменьшаются. На рисунке 16 показана диаграмма потери напора к диаметру НКТ

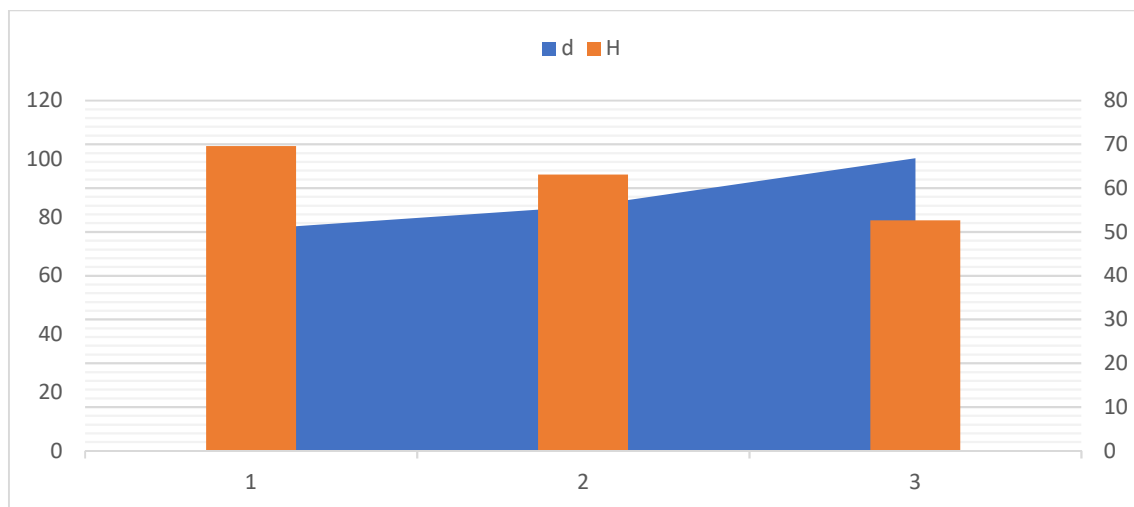


Рисунок 16 – Диаграмма потери напора к диаметру НКТ.

4 Порядок компоновки и спуска УЭЦН

УЭЦН, который расшифровывается как установка электроцентробежного насоса, имеет возможность функционировать в среде отличной от обычной тем, что обладает большой агрессивностью к деталям установки. Состоит он из секций, которые в свою очередь состоят из ступеней и большого числа рабочих колес собранных на валу и заключенных в стальной корпус.

Структура - части, состоящие из ступеней и рабочих колес, покрытых стальным корпусом и монтированные на валу. Дебит и напор являются главными параметрами ЭЦН. К примеру, ЭЦН-60-1200, имея напор в 1200 метров, откачивает за сутки 60 кубических метров жидкости.

Строение - погружной насосный агрегат, то есть система электродвигатель - насос, линии кабеля, колонны из насосно-компрессорных труб, а также оборудования, расположенного на поверхности и устье. Второй по необходимости частью является электродвигатель, а именно асинхронный электродвигатель, который наполнен соответственно нужным маслом. Чтобы пластовая жидкость не проникала, один из видов электродвигателя - погружной - имеет гидрозащиту, представляющий из себя компенсатор и протектор, который также используется с целью предотвращения утечки масла. Для поддержания холода в двигателе важным условием является присутствие потока жидкости между корпусом и стенками колонны, которая эксплуатируется, что называется кольцевым пространством.

Модифицированный клапан – осуществляет функции обратного и сливного клапанов, а также предотвращает образование песчаной пробки в скважине с высоким содержанием мехпримесей.

Как уже было сказано ранее одним из элементов гидрозащиты является протектор, имеющий в своем составе две упругие диафрагмы. Они деформируются, поэтому идет возмещение перепада объема масла в двигателе. Он находится в верхней части погружного электродвигателя, между газосепаратором и двигателем. Когда эксплуатируются скважины с большим содержанием газов в структуру подземного оборудования добавляют газосепаратор, чтобы понизить их вредное влияние. Газосепаратор разделяет поток на жидкую и газовую фазу, после чего первая направляется на прием насоса, а вторая - в затрубное пространство. Кабельную линию используют для передачи напряжения переменного тока к погружному двигателю с поверхности. Управляющая станция снабжает питанием, регулирует работу погружной установки и защищает ее от нежелательных типов работы. В настоящее время управляющие станции могут иметь в своем составе тиристорные преобразователи, чтобы регулировать частоту вращения вала насоса. Это приведет к более плавному контролю подачи и напора и мягкому спуску двигателя при отключении.

Трансформатор - устройство, целью использования которого является питание от переменного тока напряжения погружных электродвигателей.

Преимущества:

- Большой дебит и напор (до 15000 кубических метров в сутки)
- Простота конструкции наземного оборудования
- Большая глубина использования (более 3000 метров)
- Большой интервал работы электроцентробежного насоса без ремонта
- Отсутствие необходимости подъема насосного оборудования при исследованиях
- Менее сложные способы очистки парафина со стенок НКТ

5 Экология и охрана окружающей среды

Нефть – один из важных природных ресурсов, который может определить состояние мировой экономики. Перечень продуктов, который можно получить от нефти, огромен. Можно отметить производство синтетических материалов из нее, а также то, что нефть – это главное сырье для транспортного топлива, ибо развитие электрокаров еще только на раннем этапе. Но каким бы полезным данный продукт не являлся, невозможно сопоставить нефтедобычу и экологичность. Всем известно, что добыча органического сырья несет с собой масштабный ущерб всей окружающей среде. Стоки и буровые растворы при низком уровне очистки приводят к тому, что водоемы становятся непригодными для всего живого, также как и выбросы в атмосферу. Далее представлены возможные аварийные ситуации.

- Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичном соединении – опасность возникновения пожара и отравления рабочих.
- Разливы нефти – экологические катастрофы.
- Отказ трубопровода – выброс газа или разлив нефти.
- Разгерметизация емкости для хранения.
- Пожар в производственном помещении.

Это лишь небольшой перечень проблем. Если рассматривать морскую нефтедобычу, то масштабы угрозы окружающей среде, биосфере и людям колоссальны. Нелегко вспомнить события в Мексиканском заливе. Отмечалось, что после аварии возросла смертность обитателей моря в районе залива и прилегающих территорий. От аварий пострадали черепахи, дельфины, и другие млекопитающие. Для примера последствиям морским обитателям можно рассмотреть банальную пищевую нефтяную цепочку [18].

- Рыбы потребляют фитопланктон, отравленный нефтью.
- Их едят другие рыбы.
- Млекопитающие и птицы едят эту рыбу, перенося токсины другим животным.
- И как итог эта цепочка будет вести к нам. К людям.

В нашем случае освоение и эксплуатация скважин со слабоцементированными коллекторами значительно осложняются вследствие разрушения пласта и выноса песка. В то же время в связи с необходимостью обеспечения экологичности работ следует при разработке и применении методов борьбы с пескопроявлением уделить первостепенное значение для охраны окружающей среды от загрязнения [19].

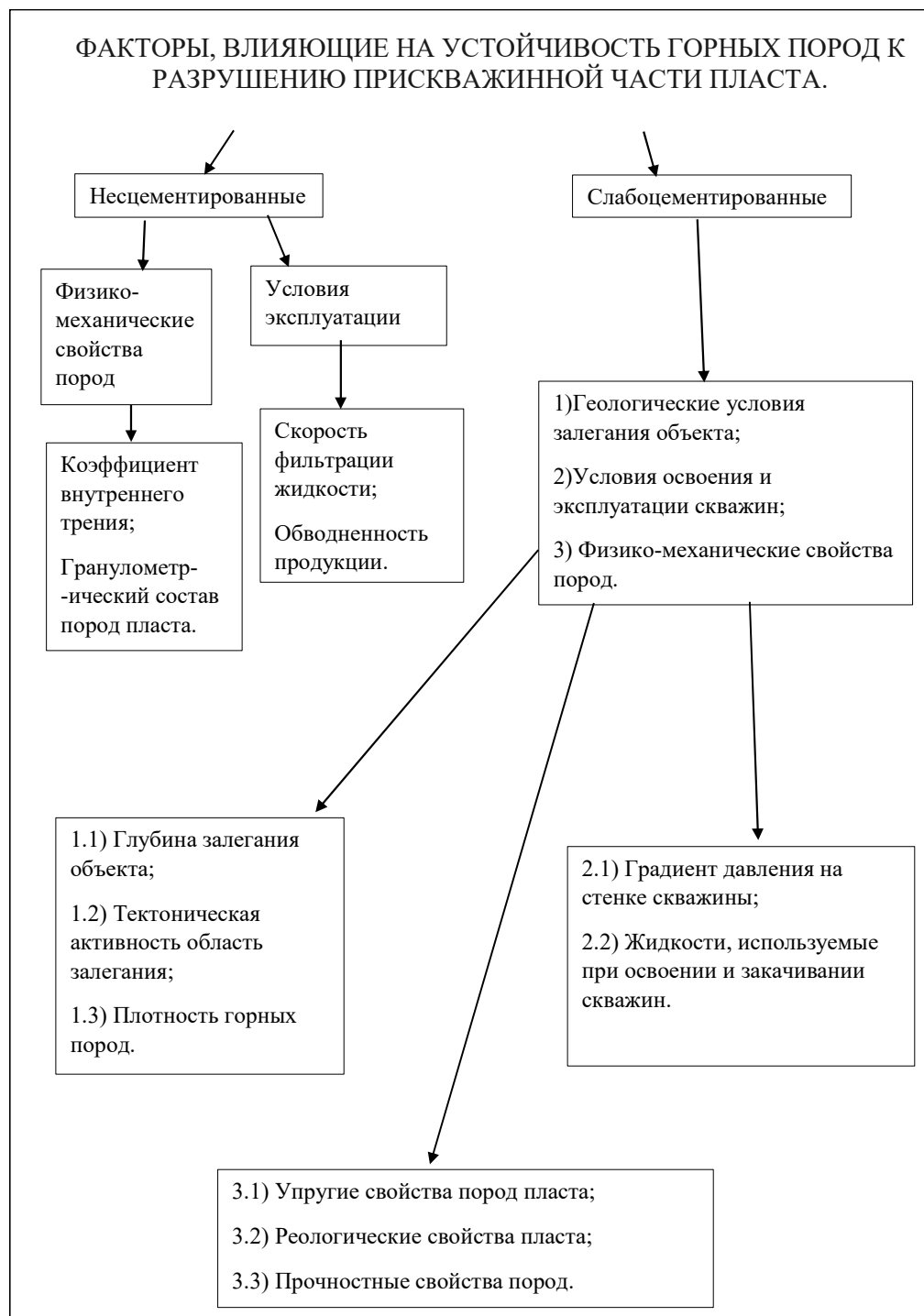


Рисунок 17 – Факторы, влияющие на устойчивость горных пород [20]

Есть различные методы борьбы с пескопроявлением. О них подробно было расписано в нашей работе. Среди методов борьбы для экологичности физико-химические и химические методы являются наиболее опасными для окружающей среды, так как идет добавление различных химических реагентов. Например, такие вещества как метан с нефтью уже имеют класс опасности – 4 и 3 (токсичные и пожароопасные). К охране окружающей среды можно отметить шламовый амбар, куда сливают загрязненную воду, а при его отсутствии остатки сливают в специальную емкость и обрабатывают

известью, после чего они захоронены в земле не менее 1,5м. Но эти амбары являются всего лишь одним из источников загрязнения почв и поверхностных водных объектов [21].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При написании дипломного проекта по теме исследования нами была изучена и проанализирована специальная литература, которая включает в себя журналы по борьбе с механическими примесями и научные статьи. Не секрет, что прибыль предприятия считается наиважнейшим смыслом его создания и дальнейшего существования. Анализ подтвердил, что пескопроявление является проблемой в течение всего срока службы скважины. Если же не предупреждать пескопроявление в начале разработки, то дальнейший прогноз будет таковым, что будут колоссальные экономические потери. Исследование проблемы пескопроявлений и борьбы с его проявлениями показало, что современные технологии предусматривают, в основном, применение ограничения доступа механических примесей к глубинно-насосному оборудованию. У каждого из методов борьбы с пескопроявлением есть как и преимущества, так и недостатки. Не существует унитарного решения против выноса песка. Как доказала практика, методы борьбы следует комбинировать и с каждым годом интегрируются все более совершенные механизмы борьбы. Эксплуатация противопесочных клапанов представляет собой новое направление в технологии защиты скважинного глубинно-насосного оборудования на фоне высокого уровня выноса песка. Клапаны предотвращают образование песчаных пробок и заклинивание подвижных элементов насоса. Основными преимуществами предлагаемых клапанов по сбросу песка являются:

- простота их конструкции и изготовления;
- высокая надежность в эксплуатации;
- возможность регулирования режима их активации в зависимости от концентрации механических примесей в откачиваемой жидкости;
- отпадает необходимость компоновки НКТ стандартным сливным клапаном однократного действия для подъема насоса при ремонте скважины;
- отсутствие в необходимости компоновки НКТ обратным клапаном.

Конструкция клапана хорошо вписывается в компоновку лифтовой трубы и может позволить снизить эксплуатационные расходы, связанные с отказами оборудования и увеличить межремонтный период эксплуатации скважин.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

НКТ - насосно-компрессорная труба
ГНО – глубинно-насосное оборудование
ПЭД – погружной электрический двигатель
ШВН – штанговый винтовой насос
УШВН – установки штанговых винтовых насосов
ГРП – гидравлический разрыв пласта
КРС – капитальный ремонт скважины
УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса
ФСЦ – фильтр скважинный щелевой
ФС-ПГ – фильтр скважинный с предварительной гравийной набивкой
ПЗП – призабойная зона пласта
RSP – resin coated proppant (покрытый смолой проппант)
ПК – покурская свита
НУ – насосная установка
КВЧ – количество взвешенных частиц
КМС – коэффициент местных сопротивлений

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Б. Мырзахметов, Ж. Нуркас, А. Султабаев, Б. Калиев. Особенности эксплуатации нефтяных скважин в условиях высокого пескопроявления. Oil&Gas Journal Russia. С. 60.
2. М.К. Каражанова, Г.М. Эфендиев. Комплексный анализ показателей эксплуатации скважин на месторождениях Казахстана // XXI Губкинские чтения, Москва, 24–26 марта 2016. – С. 47.
3. Ж.Б. Нуркас, Б. Убайдоллаулы. Case Study: Enhancing PCP Performance through the Complex Failure Analysis of More Than 200 Wells // Техническая конференция по тяжелым нефтям, SPE-189732, Калгари, Канада, 13–14 марта 2018.
4. А. Нетжанова, Висуп Бае, Р. Арыстанбай. Исследование по увеличению добычи в рыхлых песчаных продуктивных пластах за счет оптимизации операций винтовых насосов // SPE-172285-RU. Доклад представлен на ежегодной Каспийской технической конференции и выставке SPE 12–14 ноября 2014, Астана, Казахстан. – С. 13.
5. Муравьев В.М. Основы нефтяного и газового дела С. 179.
6. Лаврушко П.Н. Подземный ремонт скважин С. 100.
7. Schmidt A.A. Improving the efficiency of well operation, complicated content of mechanical impurities in the product. PhD thesis abstract. Ufa, 2007. 25 p.
8. Уразаков К.Р. Осложнения при эксплуатации наклонно-направленных и искривленных скважин 1994. Вып.88 – С.81-86
9. Рекомендованные методики по выбору способа заканчивания скважин в условиях пескопроявления. Проспект компании «Роснефть».
10. Повышение эффективности крепления призабойной зоны пласта с целью снижения пескопроявлений на месторождениях каспийского моря, Тачева С.С.
11. Нескин В.А. Разработка и исследование композиции на основе кремнийорганического полимера для ликвидации выноса песка в газовых скважинах: Дис. ... канд. техн. наук: 02.00.11. – М., 2016. – 129 с.
12. Бахтизин Р.Н., Смольников Р.Н. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012. – №5. – С. 159-170.
13. Шашкин М.А. Применяемые в ТПП «Лангепаснефтегаз» методы защиты для снижения негативного влияния механических примесей на работу ГНО. // Инженерная практика, 2010. – №2. – С. 26-31.
14. Савацки Р., Уэрта М., Лондон М., Меца Б. Холодная добыча на западе Канады: шаг вперед в первичной добыче нефти. // RogTech, 2014. – №9. – С. 68-75.
15. Мырзахметов Б.А., Токтамисова С.М., Сарыбаев Е., Майкенов Е.Б. Защита глубиннонасосного оборудования в условиях высокого пескопроявления. // Промышленность Казахстана, 2018. – №2. – С. 80-83.

16. ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоград НИПИ морнефть» Уточнённая технологическая схема разработки Кравцовского (Д-6) нефтяного месторождения на шельфе Балтийского моря 2004 г.

17. Боровиков В.П., Ивченко И.Г. Прогнозирование в системе Statistica в среде Windows, М.: Финансы и статистика, 2000, 380с.

Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ, Мю: Финансы и статистика, 1986Ю 366с.

18. «Национальная федерация по охране дикой природы», 2014г.

19. Тананыхин Д.С., Экологические аспекты разработки месторождений нефти и газа в слабоцементированных коллекторах, 2012г.

20. Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород, 1978 – 390с.

21. Григорьев Н.П., Голембиевская Л.П., Елеева И.В. и др. Охрана окружающей среды при геологоразведочных работах. - М.: Геоинформмарк, 1991г.

Протокол анализа Отчета подобию Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобию, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Эжіғалиев Әмір Русланұлы, Байгабулов Асылбек Булатович

Название: Разработка конструкции многофункционального клапана для компоновки скважинной насосной установки

Координатор: Бейбит Мырзахметов

Коэффициент подобию 1:9

Коэффициент подобию 2:4.1

Замена букв: 11

Интервалы: 0

Микропробелы: 0

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобию констатирую следующее:

- ☒ обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

Найдено в данной работе совпадение в формулах, выводов к защите диплома.
26.05.2021 г.

Дата

Подпись Научного руководителя

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Эжіғалиев Әмір Русланұлы, Байгабулов Асылбек Булатович

Название: Разработка конструкции многофункционального клапана для компоновки скважинной насосной установки

Координатор: Бейбит Мырзахметов

Коэффициент подобия 1:9

Коэффициент подобия 2:4.1

Замена букв:11

Интервалы:0

Микропробелы:0

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

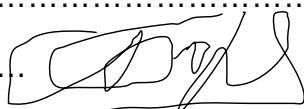
- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

Обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата.

... В связи с чем, работа признается самостоятельной.

01.06.2021



Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

Дипломный проект допускается к защите.

01.06.2021 г.



Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения