

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ОПЫТ, АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Материалы

*VIII Международной научно-практической конференции
обучающихся, аспирантов и ученых
(Нижневартовск, 27 апреля 2018 г.)*

Том 2

Тюмень
ТИУ
2018

УДК 622.276+550.832

ББК 33.36+26.3

О 60

Ответственный редактор:

Ю. Б. Чебыкина

Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития
О 60 нефтегазового комплекса: материалы VIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых (Нижевартовск, 27 апреля 2018 г.). В 2-х томах / отв. ред. Ю. Б. Чебыкина. – Тюмень: ТИУ, 2018.

Том 2. – 184 с.

ISBN 978-5-9961-1870-0 (*общ.*)

ISBN 978-5-9961-1872-4 (*том 2*)

В сборник вошли научные исследования обучающихся, аспирантов, учёных, педагогических работников и специалистов-практиков участвовавших в конференции по направлениям «Бурение, освоение и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин» и «Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов».

География участников конференции: АО «Нижевартовское нефтегазодобывающее предприятие», АО «Самотлорнефтегаз», Imperial College London, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ, Лицей (г. Нижевартовск), Лицей № 2 (г. Нижевартовск), Казанский федеральный университет, Кемеровский государственный университет, Мегийонский политехнический колледж, Национальный авиационный университет (г. Киев), Научно-исследовательский институт энергетики и экономики при ГКПЭН КР (г. Бишкек), Нежинский агротехнический институт национального университета биоресурсов и природопользования Украины, Нижевартовский государственный университет, Нижевартовский нефтяной техникум, Омский строительный колледж, ООО «Нафтагаз – Бурение», ПАО «Варьеганнефтегаз», Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина (г. Москва), Российский университет дружбы народов (г. Москва), Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербургский государственный университет, Тюменский индустриальный университет, Тюменский филиал ИТПМ им. С.А. Христиановича СО РАН (г. Тюмень), Удмуртский государственный университет (г. Ижевск), Уфимский государственный нефтяной технический университет, Ухтинский государственный технический университет, филиал ТИУ в г. Нижевартовске, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИ-ПИнефть» в г. Тюмени.

УДК 622.276+550.832

ББК 33.36+26.3

ISBN 978-5-9961-1870-0 (*общ.*)

ISBN 978-5-9961-1872-4 (*том 2*)

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2018

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ III БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

<i>Аксёнов Д.И., Аксёнова Н.А., Орлова А.Е., Тукмакова Т.Н., Беляев О.В.</i> ОБОСНОВАНИЕ ТРЕБУЕМОЙ ВЕЛИЧИНЫ ПРОНИЦАЕМОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ-ФИЛЬТРА.....	7
<i>Аллазов Ф.А.</i> ОСНОВНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ ГС С МГРП	13
<i>Афанасьев И. В.</i> ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ РАСТЕПЛЕНИЯ КРИОЛИТОЗОНЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ.....	17
<i>Бакирова А.Д., Шаляпин Д.В.</i> АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЖИДКОСТЕЙ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	23
<i>Биктагиров К.М., Беляев О.В., Аксёнова Н.А.</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК К БУРОВЫМ ПРОМЫВОЧНЫМ ЖИДКОСТЯМ.....	26
<i>Буровой Р.С.</i> ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ СМАЗОЧНЫХ ЛУБРИКАНТОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРИХВАТОВ.....	31
<i>Васильев А.В.</i> ОБЗОР СИСТЕМ ПРОРАБАТЫВАЮЩИХ БАШМАКОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СПУСКЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ХВОСТОВИКОВ В СТВОЛ ПРОБУРЕННОЙ СКВАЖИНЫ	32
<i>Василькив Я.М.</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ «APS Technology».....	35
<i>Глазко В.И.</i> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАСТВОРА FLO-PRO NT ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НЕФТЯНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ	39
<i>Григорян А.Р., Кодзоев М.А.М.</i> ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ.....	42

<i>Гулидов О.Е., Шедь С.Н., Беляев О.В., Османов М.Р.</i> ВЛИЯНИЕ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ХЛОРКАЛИЕВОГО БИОПОЛИМЕРНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА	44
<i>Драницына Е.Г.</i> ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН	46
<i>Ершов Н.А., Анашкина А.Е.</i> ВНЕДРЕНИЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ	50
<i>Зорин М.Д.</i> ОБЗОР ПРЕИМУЩЕСТВ БУРОВЫХ УСТАНОВОК С ВЕРХНИМ СИЛОВЫМ ПРИВОДОМ	53
<i>Кодзоев М.А.М., Григорян А.Р.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ КОМБИНИРОВАННОГО СПОСОБА ОЧИСТКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ	57
<i>Колосов Е.А.</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН	59
<i>Корецкий К.Э.</i> ПРОБЛЕМЫ ГЕРМЕТИЧНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОН	63
<i>Косьянов П.М., Краснов В.Г.</i> КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОЦЕНИВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА	66
<i>Латышев А.М., Василенко О.К.</i> ПОЛУЧЕНИЕ НОВЫХ МАТЕРИАЛОВ В БУРЕНИИ С ПОМОЩЬЮ РОССИЙСКОЙ ИННОВАЦИОННОЙ МЕТОДИКИ «USPEX»	72
<i>Леонтьев Д.С., Дало Донг Бене Пуобаар</i> РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ЛИКВИДАЦИИ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ	73
<i>Леонтьев Д.С., Кондратов Д.М.</i> РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ПРИТОКА ПЛАСТОВЫХ ВОД В СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ	78
<i>Леонтьев Д.С., Янусов О.А., Матвиенко И.С.</i> РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ, ВСКРЫВШЕЙ ВОДОНЕФТЯНУЮ ЗАЛЕЖЬ	83

<i>Ли Цзин, Гао Ятин, Ван Янань, Жэнь Чун</i> ОПЫТ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНЫХ ТРУБАХ КОМПАНИИ TESCO	86
<i>Макаев Р.Р.</i> ВИБРОВОЛНОВОЙ МЕТОД ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ ПЛАСТА	89
<i>Мельничук О.Н., Анашкина А.Е.</i> АНАЛИЗ ОТКАЗОВ ВЗД ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН И ПУТИ РЕШЕНИЯ ИХ ПРОБЛЕМЫ	92
<i>Пекарев И.Д., Анашкина А.Е.</i> АНАЛИЗ ПРИЧИН ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ НА ДЕПРЕССИИ И СПОСОБЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ЕГО МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА	96
<i>Плотников С.А.</i> ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ПАРТИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ И ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА БУРОВЫХ УСТАНОВКАХ БУ-4000/250 ЭЧК БМ И УБК 250 МК-Ч	100
<i>Поляков Н.Н., Беляев О.В., Тукмакова Т.Н.</i> К РЕШЕНИЮ ВОПРОСА САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН.....	103
<i>Попова Ж.С.</i> РЕМОНТ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ.....	108
<i>Рожкова О.В., Аксёнова Н.А., Окансей Э.</i> СПЕЦИАЛЬНАЯ ШЛАКОЦЕМЕНТНАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СКВАЖИН.....	111
<i>Смирнов Р.А., Шедь С.Н., Рожкова О.В., Тукмакова Т.Н.</i> К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ МИКРОСФЕР ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН.....	114
<i>Хайбдрахманов Д.Т., Аксёнова Н.А., Энгиноев К.Б.</i> АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИХВАТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ПОД КОНДУКТОР НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	116
<i>Ходис В.С.</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	122
<i>Шаляпин Д.В., Бакирова А.Д.</i> ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЛЕГЧЕННЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В ПЛАСТАХ С АНПД.....	130

СЕКЦИЯ IV
ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
МАШИН И КОМПЛЕКСОВ

<i>Ашиб Б.И., Рыбаков Ю.П., Мухарлямов Р.Г.</i> КИРАЛЬНЫЙ ОСЦИЛЛЯТОР ИЗ НЕЛИНЕЙНОЙ СИГМА (Σ) МОДЕЛИ	133
<i>Бабюк Г.Ф., Адвахов А.Н.</i> ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ ГЛОНАСС НА АВТОТРАНСПОРТНОМ ПРЕДПРИЯТИИ Г. НИЖНЕВАРТОВСКА	136
<i>Бабюк Г.Ф., Чемерис Е.И.</i> АВТОМОБИЛЬНЫЕ ШИНЫ: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ	140
<i>Жовтиханов Д.С., Федорова В.В., Валиева А.Ф.</i> РАСЧЕТНАЯ ОЦЕНКА КОЛИЧЕСТВА ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУХ ОТ АВТОТРАНСПОРТА В ГОРОДЕ НИЖНЕВАРТОВСК	144
<i>Казаринов Ю.И., Казаринова Е.Ю.</i> МЕТОДОЛОГИЯ ПОСТРОЕНИЯ КОРПОРАТИВНОЙ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА АВТОМОБИЛЕЙ НА СЕРВИСНОМ ПРЕДПРИЯТИИ	148
<i>Казаринов Ю.И., Мельникова С.В.</i> ФРАКТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ОБУЧАЮЩИХСЯ	151
<i>Мухарлямов Р.Г., Ашиб Б.И.</i> УПРАВЛЕНИЕ ДВИЖЕНИЕМ ПО ЗАДАННОЙ КРИВОЙ И ОБРАТНЫЕ ЗАДАЧИ ДИНАМИКИ	155
<i>Никулин А.С., Круглов С.С.</i> МОДЕРНИЗАЦИЯ ЦИКЛОНА, ПУТЕМ УСТАНОВКИ В ВЫХЛОПНУЮ ТРУБУ КОНУСА, ОБРАЩЕННОГО БОЛЬШИМ ОСНОВАНИЕМ ВВЕРХ	161
<i>Сардин Е.В.</i> РЕЦИКЛИНГ АВТОМОБИЛЕЙ	164
<i>Тулебаева З.А.</i> АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ НАНОТЕХНОЛОГИЙ И НАНОМАТЕРИАЛОВ В АВТОМОБИЛЕ	171
<i>Тулебаева З.А.</i> СИСТЕМА ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ АВТОМОБИЛЬНОГО ГЕНЕРАТОРА	176
<i>Тылчин А.Р., Бабюк Г.Ф.</i> АНАЛИЗ МОТОРНЫХ МАСЕЛ ТЕХНОЛОГИИ LOW SAPS	181

СЕКЦИЯ III БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ОБОСНОВАНИЕ ТРЕБУЕМОЙ ВЕЛИЧИНЫ ПРОНИЦАЕМОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ-ФИЛЬТРА

Аксёнов Д.И., Аксёнова Н.А., Орлова А.Е., Тукмакова Т.Н., Беляев О.В.
Тюменский индустриальный университет

Как известно, естественная проницаемость продуктивного пласта и проницаемость призабойной зоны пласта, сформированной при заканчивании скважины, определяют производительность скважины. Поэтому для получения при эксплуатации максимально возможного дебита необходимо подобрать соответствующий размер проходных отверстий фильтра и их количество, т.е. придать фильтру определенную скважность.

При использовании в конструкции забоя скважины проницаемого цементного камня – фильтра (ЦКФ) установленного за перфорированной обсадной колонны с заглушками производительность скважины будет определяться общей проницаемостью камня и колонны (рисунок 1) [1].

Рассмотрим случай притока к несовершенной газовой скважине реального газа. Продуктивный газонасыщенный пласт который имеет проницаемость K_2 вскрывается газовой скважиной и крепится обсадной колонной (ОК) с перфорированными отверстиями 4 в интервале продуктивного коллектора. За обсадной колонной установлен с проницаемостью K_1 цементный камень-фильтр (рисунок 2) [1].

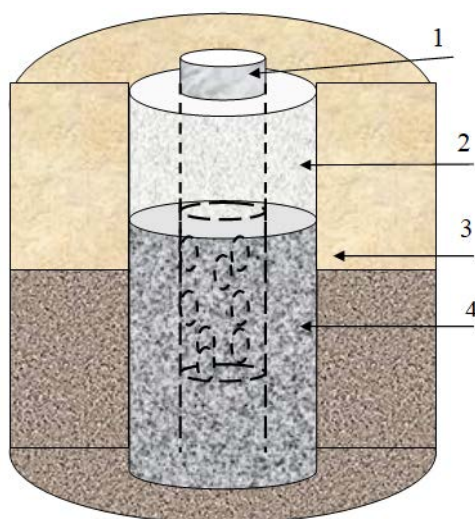


Рисунок 1. Конструкция забоя скважины: 1 - ОК с заглушками; 2 – «непроницаемый» цементный камень; 3 – продуктивный коллектор; 4 – ЦКФ

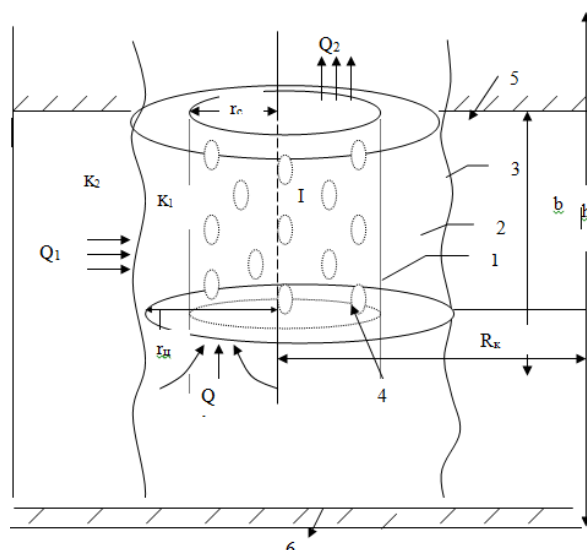


Рисунок 2. Схема приствольной зоны скважин: 1 - ОК с заглушками - 4, 2 - ЦКФ, 3 - стенка скважины, 5 - кровля продуктивного пласта; 6 - подошва продуктивного пласта

Несовершенство газовой скважины определяют по коэффициенту несовершенства в отношении степени вскрытия продуктивного коллектора скважиной и по коэффициенту несовершенства в отношении характера вскрытия продуктивного пласта.

Характер вскрытия продуктивного пласта определяют технологические особенности низа ОК, т.е. число и радиус отверстий по интервалу перфорации. Степень вскрытия продуктивного пласта определяет интервал вскрытия продуктивного пласта скважиной.

В первой зоне приток газа к стволу скважины радиальный и его можно описать следующим уравнением:

$$P_u^2 - P_c^2 = A_1 Q + B_1 Q^2 \quad (1)$$

где

$$A_1 = a_1^* \left(\ln \frac{r_u}{r_c} + C_1 \right) \quad (2)$$

Несовершенная газовая скважина радиусом (r_c) с ЦКФ радиусом (r_u) вскрывает на величину “b” газовый пласт толщиной “h”.

$$B_1 = b_1^* \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_u} + C_2 \right) \quad (3)$$

$$a_1^* = \frac{116 \mu \cdot z \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{(\pi \cdot K_1 \cdot b \cdot T_{см})} \quad (4)$$

$$b_1^* = \frac{\rho_{см} z P_{атм} \cdot T_{пл}}{2 \pi^2 l \cdot b^2 \cdot T_{см}} \quad (5)$$

где: C_1 и C_2 – коэффициенты несовершенства скважины по характеру вскрытия пласта;

A и B – коэффициенты фильтрационного сопротивления, которые зависят от параметров ПЗП и конструкции забоя скважины;

P_c - давление на цементный камень, Па;

Q – дебит газа при $P_{атм}$ и $T_{ст}$, м³/сут;

P_c – забойное давление, Па;

μ - коэф. динамической вязкости газа при $P_{пл}$ и $T_{пл}$, сП;

Z – коэф. сверхсжимаемости газа;

K_1 – проницаемость фильтра, Д;

$\rho_{ст}$ – плотность газа при $P_{атм}$ и $T_{ст}$, кг/м³;

b – величина вскрытия пласта скважиной, м;

l – коэффициент макрошероховатости ЦКФ.

Коэффициенты C_1 и C_2 можно оценить по формулам [2]:

$$C_1 = b / (n \cdot r_0) \quad C_2 = b^2 / (3n^2 \cdot r_0^2) \quad (6)$$

где, r_0 – радиус полусферы (отверстия), n – число отверстий; b – высота интервала перфорации.

Во второй зоне имеется приток к несовершенной скважине радиусом (r_{II}). Уравнение притока можно выразить аналогично, уравнением:

$$P_{\kappa}^2 - P_{\psi}^2 = A_2 Q + B_2 Q^2 \quad (7)$$

где

$$A_2 = a_2^* \left(\ln \frac{R_{\kappa}}{r_{\psi}} + C_3 \right) \quad (8)$$

$$B_2 = b_2^* \left(\frac{1}{r_{\psi}} - \frac{1}{R_{\kappa}} + C_4 \right) \quad (9)$$

$$a_2^* = \frac{116 \mu \cdot z \cdot P_{ам} \cdot T_{nl}}{(\pi \cdot K_2 \cdot h \cdot T_{cm})} \quad (10)$$

$$b_2^* = \frac{\rho_{cm} z P_{ам} \cdot T_{nl}}{2 \pi^2 l \cdot h^2 \cdot T_{cm}} \quad (11)$$

C_3 и C_4 – коэффициенты несовершенства скважины по степени вскрытия продуктивного пласта.

Коэффициенты C_3 и C_4 определяют по формулам [2]:

$$C_3 = \frac{1}{h} \ln \bar{h} + \frac{1 - \bar{h}}{h} \cdot \ln \frac{\delta}{r_c} \quad C_4 = \frac{1}{h} \quad (12)$$

где $\bar{h} = \frac{b}{h}$ – относительное вскрытие пласта скважиной;

$$\delta = 1,6 \cdot (1 - \bar{h}^2);$$

$\frac{r_{\psi}}{h}$ – относительный радиус скважины.

Суммируя (5) и (7) получаем уравнение для притока в целом к скважине радиусом r_c :

$$P_{\kappa}^2 - P_{\psi}^2 = (A_1 + A_2) Q + (B_1 + B_2) Q^2 \quad (13)$$

Уравнение 13 позволяет определять зависимость дебита скважины от параметров перфорированной ОК (количество и радиус отверстий) и от характеристик проницаемого цементного камня-фильтра (проницаемости, высоты и радиуса). Результаты расчетов по представлены в виде графиков на рисунках 3-7.

Влияние степени вскрытия пласта скважиной на ее дебит представлена на рисунке 3. На рисунке 4 представлена зависимость продуктивности скважины от проницаемости цементного камня-фильтра при степени вскрытия коллектора скважиной равной единице.

Анализ полученных зависимостей показал, что дебит скважины зависит от коэффициента совершенства по степени вскрытия и проницаемости самого продуктивного пласта и фильтра. Так, производительность скважины тем выше, чем больше коэффициент совершенства по степени вскрытия продуктивного коллектора. И чем выше проницаемость коллектора, тем больше дебит скважины. При увеличении проницаемости це-

ментного камня-фильтра дебит скважины вначале резко увеличивается, а затем эта зависимость незначительна.

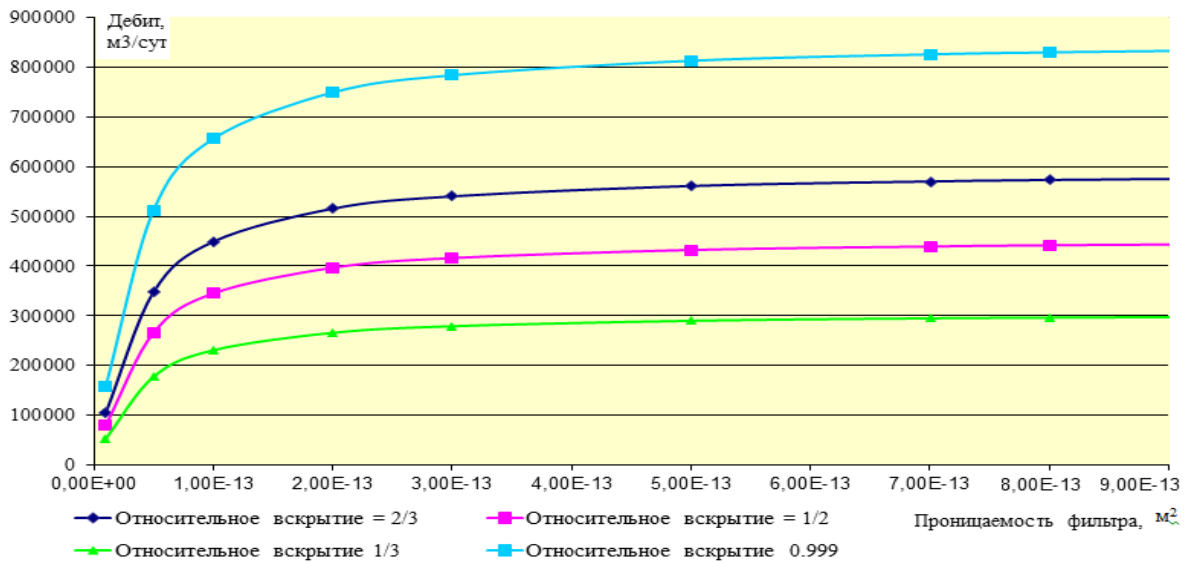


Рисунок 3. Зависимость дебита скважины с ЦКФ за ОК в интервале продуктивного пласта при различных значениях степени вскрытия коллектора скважиной

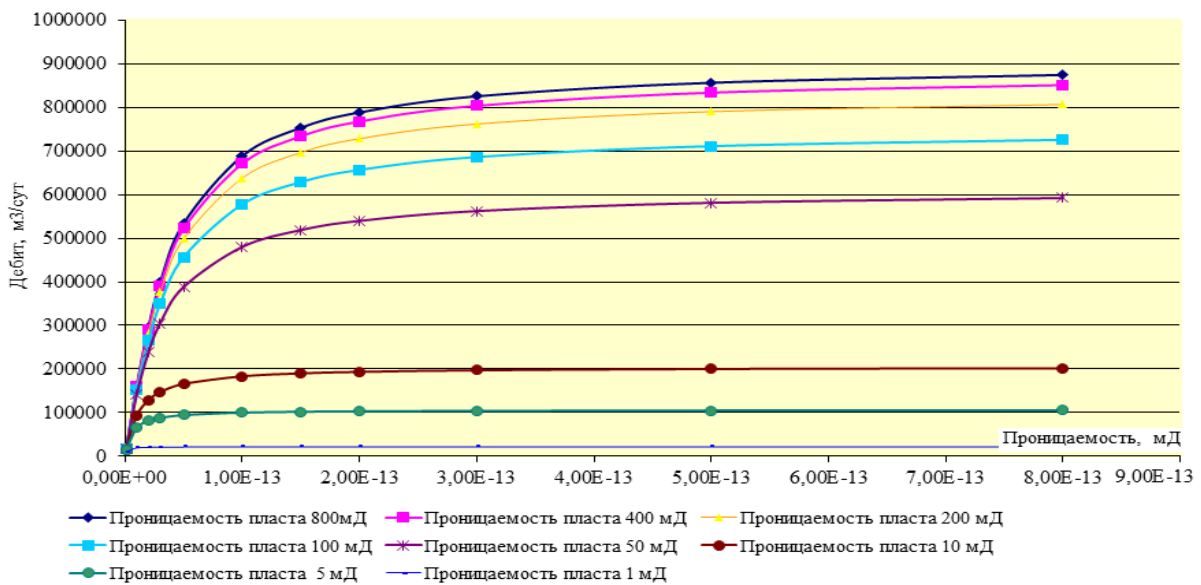


Рисунок 4. Зависимость продуктивности скважины при различном соотношении проницаемости ЦКФ и пласта (относительное вскрытие пласта скважиной =1)

Для пласта с низкой проницаемостью предельная проницаемость камня-фильтра при которой ее влияние незначительно составляет 1,5 – раза от проницаемости пласта. Для пластов со средней проницаемостью предельная проницаемость камня-фильтра примерно равна проницаемости пласта.

Для пластов с высокой проницаемостью предельная проницаемость камня – фильтра составляет 150-200 мД. Дальнейшее увеличение проница-

емости цементного камня-фильтра не приводит к значительному повышению дебита скважины.

Представляет интерес исследовать влияние увеличения радиуса цементного камня за обсадной колонной путем расширения ствола скважины в интервале продуктивного пласта на ее дебит. На рисунке 5 – графики зависимости дебита скважины с расширенным диаметром ствола в интервале продуктивного коллектора с размещенным в нем проницаемым тампонажным составом различной проницаемости. Такая конструкция скважины возможна, в случае если депрессия на пласт при вскрытии значительно меньше прочности проницаемого материала.

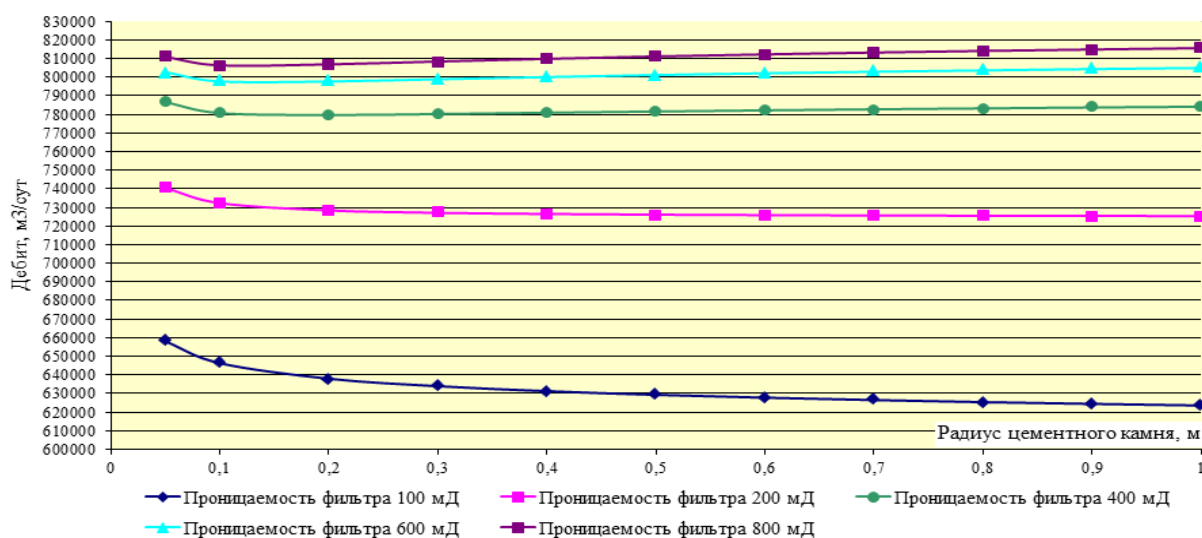


Рисунок 5. Зависимость дебита газовой скважины с ЦКФ на забое в зависимости от радиуса при относительном вскрытии I

Анализ полученных зависимостей, показал, что увеличение радиуса цементного камня – фильтра и его проницаемости относительно проницаемости пласта приводит к росту дебита всего на три процента.

Интересно, так же оценить влияние ОК на продуктивность скважины. При исключении обсадной колонны из конструкции забоя приводит к увеличению продуктивности скважины в два раза (рисунок 6). Анализ результатов расчета дебита скважины при конструкции забоя скважины с цементным фильтром при различной степени вскрытия продуктивного пласта скважиной представлен на рисунке 7.

Анализ зависимостей показал, что эффективность использования проницаемого тампонажного материала для крепления призабойной зоны скважин необходимо оценивать с учетом обеспечения оптимальной производительности скважины при длительной эксплуатации при сокращении объемов ремонтных работ и роста среднегодовой продуктивности скважин, исключая при этом, разрушение продуктивного коллектора и интенсивный вынос песка.

Проведенные исследования позволяют рекомендовать разработку или выбор технико-технологических решений по выбору конструкции забоя, например:

- для не устойчивых коллекторов с низкой и средней проницаемостью требуется разработка технико-технологических решений направленных на повышение проницаемости цементного камня-фильтра;
- для коллекторов с высокой проницаемостью перспективны технологические решения, связанные с применением гравийных фильтров.

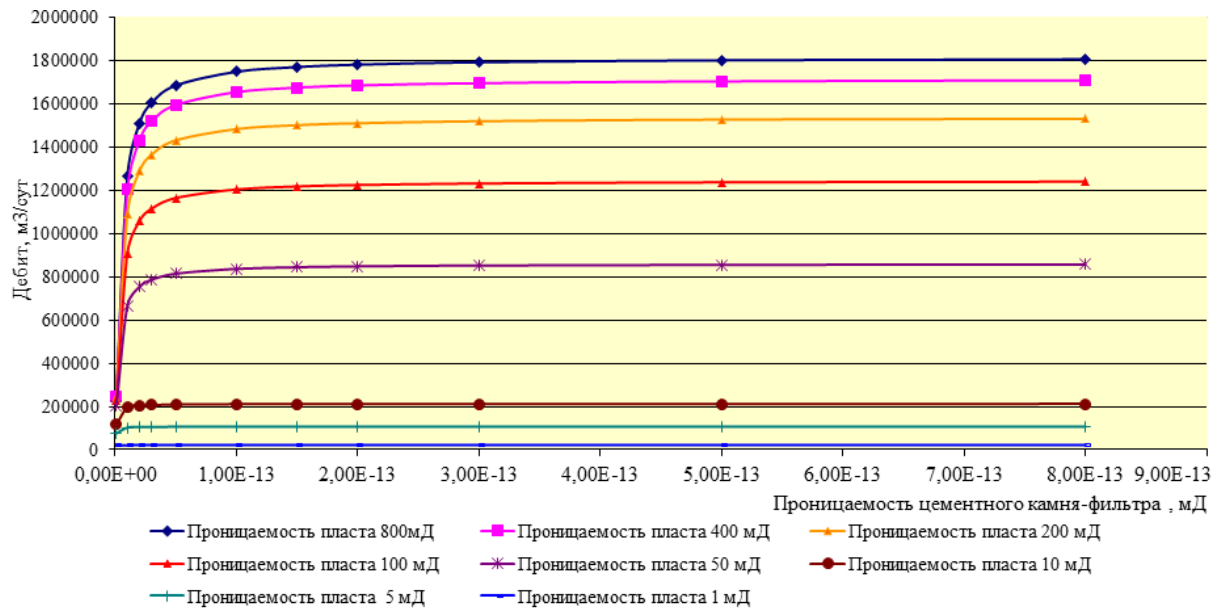


Рисунок 6. Зависимость дебита скважины с ЦКФ без ОК при различном соотношении проницаемости фильтра и породы (относительное вскрытие 1)

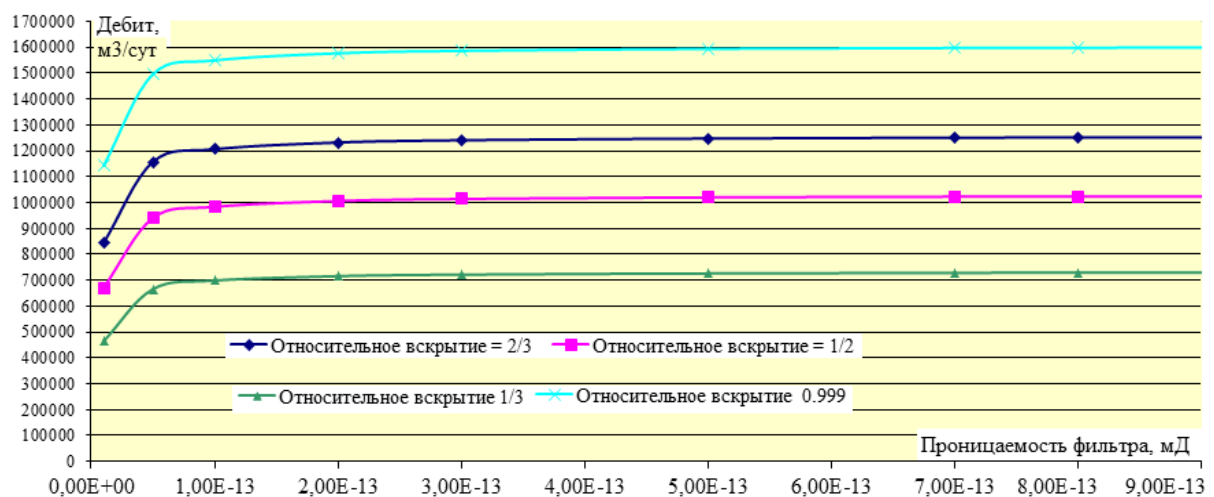


Рисунок 7. Зависимость дебита скважины с ЦКФ без ОК при различной степени вскрытия продуктивного коллектора скважиной

Библиографический список

1. Аксёнова, Н. А. Исследование и разработка техники, технологии заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами [Рукопись] : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / Н. А. Аксёнова ; ТюмГНГУ. – Тюмень, 2004. - 177 с.
2. Зотов, Г. А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных добывающих скважин / Г. А. Зотов, З. С. Алиев. – Москва : Недра, 1980. – 302 с.

ОСНОВНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ ГС С МГРП

Аллазов Ф.А.

Тюменский индустриальный университет

Аннотация. В последние годы в ОАО «НК «Роснефть» ежегодно существенно увеличиваются объемы работ по строительству и реконструкции скважин. Руководством компании поставлена задача интенсифицировать эти работы и повысить технико-экономические показатели. Данная задача не может быть решена без совершенствования бурового комплекса и внедрения передовых технологий разработки месторождений в сочетании с обновлением бурового оборудования и инструмента. Одной из таких технологий является строительство горизонтальных скважин для проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Цель этого проекта выявления фактора осложнений при МГРП. В данном проекте был проведен анализ по осложнениям при МГРП.

Введение. Действующий фонд ОАО «НК «Роснефть» ежегодно пополняется большим количеством горизонтальных скважин. В связи ростом проблем с заканчиванием горизонтальных скважин, данная работа является актуальной. Исходя из проведенного анализа, мы наблюдаем осложнения при проведении МГРП в частности при открытии 1-го порта ГРП. В данной работе Приведена технология замены гидравлической муфты первого активационного порта на технологию перфорированного патрубка. Технология была проведена на 2 скважинах «РН-Юганскнефтегаза».

Задачи.

1. Провести анализ работы горизонтальных скважин с МГРП;
2. Проанализировать статистику осложнений выявленных при проведении МГРП на ГС.
3. Выбрать оптимальную технологию для предотвращения данных осложнений.

Результаты и обсуждения. Проанализировав динамику роста количества операций с применением технологии МГРП, за последние шесть лет в «РН-Юганскнефтегаза», я пронаблюдал увеличение программы бурения

горизонтальных скважин с 38 скважин в 2013 году до 330 скважин в 2018 году.

Из статистики по осложнениям при работе на горизонтальных скважинах и ЗБС за 2017, можно сделать вывод, что основной причиной осложнения при МГРП является проблема с активацией портов ГРП. В данной статистике были приведены только технологические осложнения, геологические осложнения не рассматриваются.

Таблица № 1

Статистика осложнений при работе на горизонтальных скважинах и ЗБС
в 2017 году

	Подрядчик по оборудованию заканчивания скважин				
	ВНС			ЗБС	
	Везер-форд	Шлюмберже	Ретро-Найhua	СибБур-Маш	ТяжПресс-Маш
Всего горизонтальных скважин, шт.	45	172	4	101	4
Всего портов для проведения ГРП, шт.	329	1021	20	360	13
Всего ГРП без осложнений, шт.	326	949	18	348	12
Активация портов ГРП на ГНКТ, шт.	3	72	2	12	1
% осложнений при активацией портов ГРП	1%	7%	10%	3%	8%
% осложнений при активацией портов ГРП на скважину	7%	44%	50%	12%	25%
Не герметичность стингера (коннектора), шт.	1	47	1	15	0
% осложнений со стингером (коннектором) при ГРП	2%	29%	25%	15%	0%
Общее время, затраченное на дополнительные работы ГРП, ГНКТ, ТКРС (час)	310	9384	265	2370	54
Итого: время, затраченное на дополнительные работы связанные с устранением осложнений по компоновкам заканчивания горизонтальных скважин ВНС и ЗБС (суток)				496	

Предлагается заменить технологию гидравлической муфты первого активационного порта на технологию перфорированного патрубка.

Порядок активации скважинного оборудования:

- Поток жидкости прокачать шар Ø 20 мм до Муфты посадочной ТОКС 102/140 не превышая устьевое давление 7 МПа. В момент посадки произойдет повышение давления и фиксация шара в седле.
- Поднять устьевое давление до 13,5 МПа для активации клапана циркуляционного, при этом произойдет резкое падение давления и восстановление циркуляции.
- Поток жидкости прокачать шар Ø 25 мм до клапана циркуляционного не превышая устьевое давление 7 МПа. В момент посадки произойдет повышение давления и фиксация шара в седле.
- Поднять устьевое давление до 20,5 МПа, для активации клапана цементировочного, при этом произойдет резкое падение давления и восстановление циркуляции.
- Произвести цементирование через окна клапана цементировочного.
- Произвести активацию пакера верхнего осевой разгрузкой транспортировочной колонны не менее 10 т.
- После ОЗЦ нормализовать трубное пространство хвостовика до клапана гидромеханического, не доходя 5 м.
- Произвести спуск пакера гидромеханического (Стингер) для герметизации колонны НКТ с компоновкой хвостовика.
- Поднять устьевое давление до 27 МПа для активации муфты посадочной ТОКС 102/140, при этом произойдет срез седла с резким падением давления.
- Провести ГРП через перфорационный патрубок.
- Произвести сброс шара соответствующего диаметра для открытия клапана.

Опыт применения технологии перфорированного патрубка на двух скважинах Приразломного месторождения показывает, что по расчётам экономической эффективности срок окупаемости данных скважин составляет 12-13 месяцев.

Заключение.

С применением технологии перфорированного патрубка, мы устраняем осложнения с активацией первого порта, что приводит к сокращению времени ремонта и простоя скважины.

Упрощение конструкции, что приводит к сокращению рисков получения осложнений при проведении МГРП.

Получение дополнительной нефти, за счет потенциального сокращения времени работ на скважине.

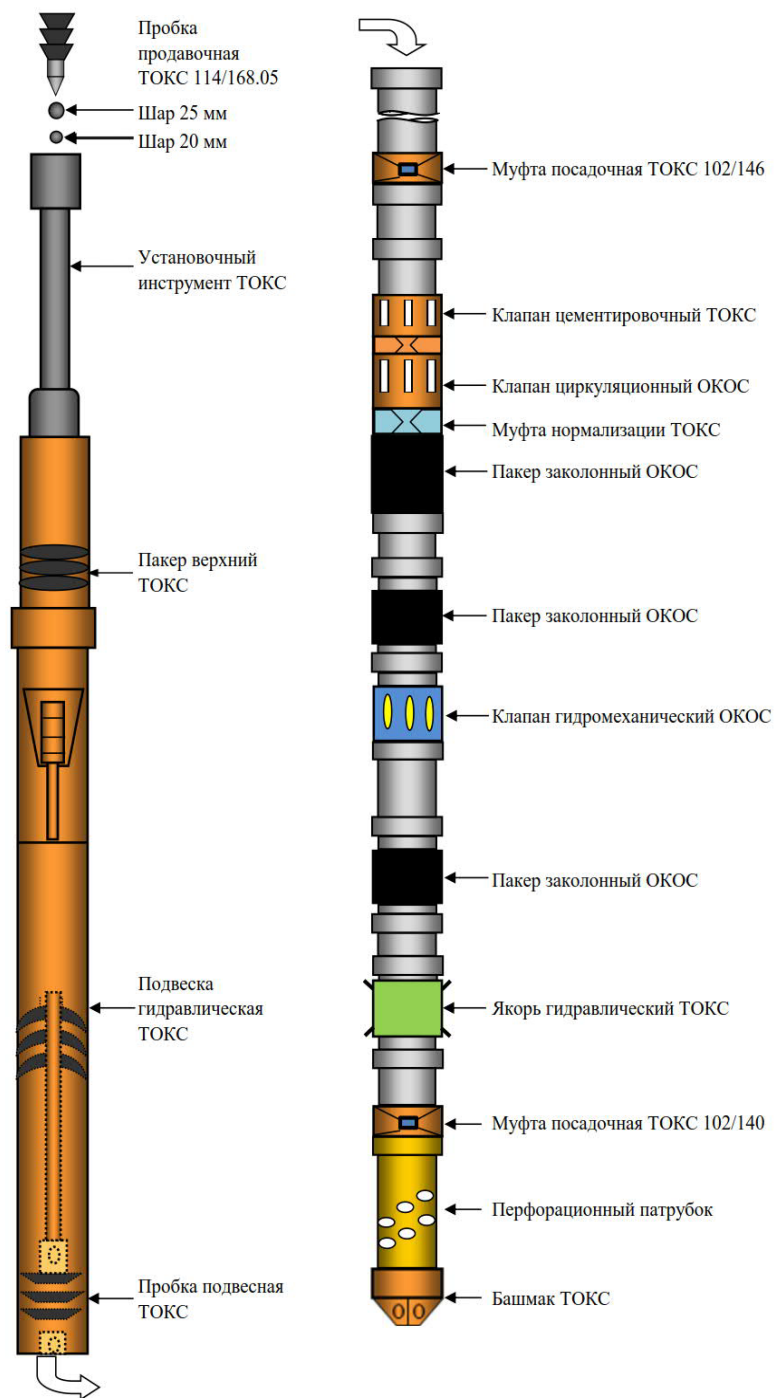


Рисунок 1. Схема компоновки перфорированного патрубка

Библиографический список

1. Научный вестник. - 2014. – Вып. 2
2. Схемы и технологии заканчивания скважин для проведения МСГР // СибБурМаш.

Научный руководитель - Левитина Е.В., канд. техн. наук, доцент

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ РАСТЕПЛЕНИЯ КРИОЛИТОЗОНЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ

Афанасьев И. В.

Тюменский индустриальный университет

В работе рассмотрена проблема растепления мерзлых горных пород (МГП) при бурении скважин Крайнего Севера, приведены основные теоретические предпосылки к разработке мероприятий по снижению растепления МГП, описан и подобран современный подход по решению данной проблемы, в ходе работы разработаны рекомендации предупреждения растепления мерзлых пород и составлена блок-схема причин и следствий кавернообразований в МГП.

В настоящее время нефтегазовая отрасль России является основой формирования бюджета и обеспечения деятельности многих отраслей экономики. По этой причине энергетическая стратегия правительства РФ направлена на разработку и ввод в эксплуатацию новых крупных месторождений Крайнего Севера, геологический разрез которых осложнен наличием в нем мерзлых горных пород.

Строительство скважин в мерзлых горных породах сопровождается нарушением термического режима, следствием которого могут являться серьезные аварии и осложнения. Предотвращением данных осложнений занимаются крупные научно-исследовательские и проектные институты. Предложенные многочисленными способами для повышения надежности и безаварийности строительства скважины в интервале МГП не применяются из-за их высокой трудоемкости и малой эффективности. Существуют некоторые рекомендации, применяемые на месторождениях и которые являются наиболее действенными в области снижения воздействия на мерзлые горные породы.

В данной статье рассмотрены различные мероприятия по предупреждению воздействия факторов на мерзлые горные породы в процессе бурения для обеспечения последующего качественного крепления скважин и их надежной эксплуатации.

В настоящее время часть новых нефтяных и газовых месторождений разрабатывается в северных широтах, характеризующихся в геологическом разрезе наличием мерзлых горных пород (МГП). МГП представляют собой верхнюю часть криолитозоны, которая характеризуется отсутствием протаивания. Основное распространение в криолитозоне имеет лед, который выступает в роли цемента, связывающего замерзшие горные породы. В России МГП занимают около 65 % всей территории страны.

Технология бурения скважин в мерзлых горных породах отличается от бурения скважин в породах с положительной температурой: обусловлено особенностями низкой температурой последних, высокой чувствитель-

ностью мерзлоты к нарушению её естественного теплового режима [5]. Несоответствующая технология бурения может привести к различным осложнениям в процессе строительства скважин. Степень и интенсивность протаивания также зависят от литологии, физикомеханических и теплофизических свойств мерзлых пород, а также от теплового, механического и химического воздействий.

При тепловом воздействии на мерзлую породу основными доминирующими факторами являются:

- положительная температура бурового раствора как теплоносителя.
- выделение теплоты за счет механической энергии вращения долота и трения труб о стенки скважины.
- тепловое взаимодействие восходящих потоков промывочной жидкости с окружающими породами. [10].

К механическому воздействию можно отнести:

- механическое разрушение мерзлых пород долотом. В разбуриваемом интервале возникает явление конвекции в результате механического трения долота о породы и последующего выделения тепла и его распространения в толще мерзлых пород.

- механическая эрозия стенок скважины в зоне МГП.

К химическому взаимодействию относится:

- физико-химические процессы растворения льда мерзлых пород промывочной жидкостью, содержащей соли CaCl_2 и NaCl .

Влияние вышеперечисленных факторов приводит к растеплению окружающих скважину мерзлых пород, вследствие чего происходит распространение фронта фазового перехода льда вглубь мерзлого массива. Увеличение интенсивности промывки приводит к ускорению разупрочнения и размыва пород, что является причиной повышения интенсивности образования каверн и повышает вероятность других осложнений. Кавернообразование будет являться следствием размокания стенок скважины и гидромеханических воздействий промывки [1].

В процессе формирования каверн в мерзлой толще из-за разупрочнения породы возникают явления, приводящих к осложнениям и авариям.

Такие явления сопровождаются увеличением объема скважины, что сказывается на увеличении выноса песка из скважины, являясь следствием вынужденных остановок для очистки и ремонта комплектующих циркуляционной системы, гидравлических частей буровых и шламовых насосов [10]. Увеличение объема скважины приводит к повышенному расходу различных материалов таких как: глинопорошка, химических реагентов и др.

Кавернообразование приводит к тому, что часть песка в процессе бурения скважины оседает и скапливается на забое. Долото повторно перемалывает песок, тем самым уменьшая свою разрушающую способность, что сказывается на снижении механической проходки [7].

Специалисты разработали ряд мероприятий, направленных на уменьшение негативного воздействия на мерзлую толщу. На основе раз-

личных исследований были сформулированы следующие рекомендации для буровых растворов, применяемых в зоне МГП:

- бурение на растворе с температурой не более плюс 10 °С [9].
- поддержание ламинарного режима течения жидкости. Немаловажным является повышение структурно-механических свойств бурового раствора и уменьшение содержания песка. Вследствии чего, уменьшается риск возникновения песчаных пробок и поломок бурового оборудования [9].
- охлаждение бурового раствора. Процесс регулирования температурного режима промывки может быть обеспечен при использовании систем, оснащенных холодильными агрегатами [3]. На рисунке 1 представлена принципиальная схема системы, оснащенной холодильным агрегатом.

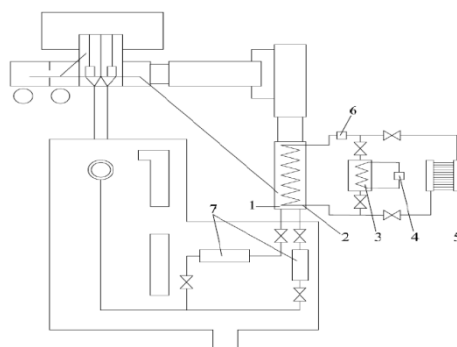


Рисунок 1. Схема охлаждения бурового раствора

1 – приемная емкость; 2 – теплообменник; 3 – узел подготовки хладагента; 4 – холодильный агрегат; 5 – атмосферный теплообменник; 6 – насос; 7 – буровой насос

- бурение интервала МГП на полимерглинистом буровом растворе с псевдопластичными свойствами, снижающими эффект теплопередачи и эрозийный эффект [4].

- бурение интервала на буровом растворе с добавками антифриза. Рекомендуется вводить в промывочную жидкость добавку антифриза, которые снижают температуру ее кристаллизации до -4°С. Недостаток применения антифриза в том, что антифризы могут вызвать плавление льда, что может привести их к уменьшению концентрации в буровом растворе и повышению температуры замерзания [6].

- снижение водоотдачи. С понижением водоотдачи бурового раствора достигается равномерное разрушение стенок скважины. Если песок различных фракций располагается слоями, то опережающее протаивание наблюдается против крупнозернистых фракций [7]. Водоотдачу можно снизить применением глинистого бурового раствора.

- ввод реагента КМЦ или гипана производится в начале бурения, количество реагента определяется повышением вязкости до 50-55с и снижением водоотдачи менее 5см³. Расход составляет примерно 0,15-0,3% [7].

Технология бурения.

- компоновка низа бурильной колонны, обеспечивающая высокую механическую скорость и проходку на долото. Необходимо стремиться к

высоким скоростям бурения, так как количество тепла, передаваемое стенкам скважины, прямо пропорционально зависит от продолжительности их контакта с промывочной жидкостью [9].

- применение роторного способа бурения. При роторном бурении выступы пород, не успевших оттаять, разрушаются под воздействием изогнутой вращающейся колонны бурильных труб [7].

- частота вращения долота. Скорость роторного бурения несколько ниже турбинного, а значит и механическая энергия, превращаемая в тепло, будет меньше [3].

- технология бурения обсадными трубами. Бурение обсадными трубами - это альтернатива обычному бурению, при котором бурение и обсаживание ствола скважины происходит одновременно. Обсадная колонна служит также каналом для циркуляции бурового раствора и средством передачи механической энергии на долото. Экспериментальное бурение было проведено на обсадных трубах по технологии компании ООО «Везерфорд» на Бованенковском НГКМ [8].

- бурение направления и кондуктора долотом, диаметр которого меньше, чем предусмотрено проектом.

- применение PDC долот. При бурении скважин долота PDC обеспечивают проходку на инструмент 400–500 м при средней механической скорости бурения до 8–11 м/ч [22]. При роторном бурении и бурении винтовыми забойными двигателями долота типа PDC по сравнению с шарошечными долотами в среднем увеличивают механическую скорость проходки в 2 раза по сравнению с шарошечными долотами [2].

- применение в КНБК расширителя. Применение расширителя является альтернативой бурения долотом меньшим диаметром, а затем шаблонировка скважины большим. Также хорошо себя зарекомендовали шаблон-калибраторы, которые разминают, раздавливают и истирают своим корпусом неровности и уступы на стенках скважины, что значительно снижает кавернообразование.

Для минимизации риска кавернообразования наиболее важным и простым является метод подбор оптимальных свойств бурового раствора для бурения интервала ММП.

Важным методом снижение риска кавернообразования является применение роторного бурения. Роторный способ бурения передает достаточную частоту вращения: способствует уменьшению выделяемого тепла в процессе механического трения о породу и минимального воздействия на температуру бурового раствора. Также недостаток применения турбобура либо ВЗД: создают нагрев жидкости в самом двигателе.

Механическая скорость бурения должна составлять 15 м/ч и 18 м/ч, расход промывочной жидкости 56 л/с и 45 л/с соответственно под направление и кондуктор. После окончания бурения каждого интервала скважина промывается в течение 2 циклов. Расход промывочной жидкости должен

быть максимально возможным для создания ламинарного режима потока. В целях предотвращения прихватаобразования не оставлять без движения в открытом стволе бурильный инструмент более 5 минут.

В таблице 1 представлены основные рекомендации по предупреждению растепления МГП в процессе бурения.

Таблица № 1

Рекомендации предупреждения растепления МГП при бурении

Способ бурения	Роторный
Тип долот	PDC-БИТ
Буровой раствор	Полимерглинистый
Режим течения бурового раствора	Ламинарный
Температура бурового раствора	Не более 10 °С
КНБК	Применение в составе расширителя
Показатель фильтрации	не более 5 см ³ /30 мин
Механическая скорость бурения	15 м/ч - направление, 18 м/ч - кондуктор
Количество циклов после окончания бурения интервала	2 цикла

Рекомендации:

1. Безаварийное бурение интервала МГП является комплексной проблемой, решение которой начинается с проектирования процесса бурения и его реализации.
2. Одним из широкораспространенных осложнений при бурении интервала МГП является кавернообразование и последующее бурение и крепление скважин.
3. Разработаны мероприятия, направленные на уменьшение кавернообразования в процессе бурения.

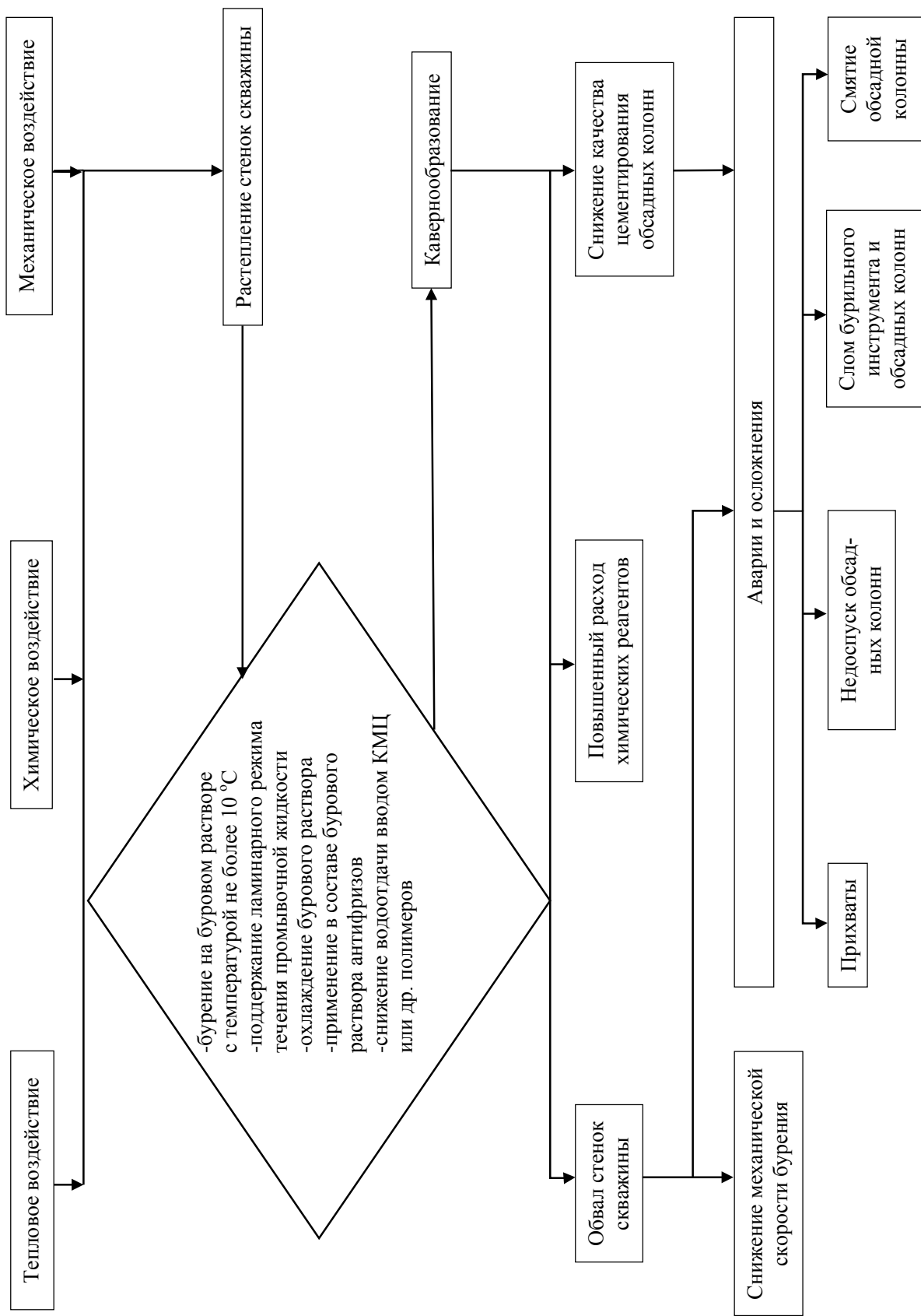


Рисунок 2. Причины и следствия кавернообразования в МПП

Библиографический список

1. Дубина, М. М. Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами / М. М. Дубина, Б. А. Красовицкий. – Новосибирск : Наука, 1983. – 136 с.
2. Зайцев, В. И. Эффективность использования долот PDC / В. И. Зайцев, А. В. Карпиков, В. В. Че // Известия сибирского отделения секции наук о земле российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2014. - № 5(48). – С. 58-66.
3. Керимов, В. Ф. Бурение скважин в мерзлых породах / В. Ф. Керимов, Е. А. Севастьянов, Е. А. Аносов // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин : сб. статей. – Тюмень, 2015. – С. 44 – 47.
4. Кондренко, О. С. Буровые растворы для вскрытия пластов в условиях ММП / О. С. Кондренко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. - № 10. – С. 22-24.
5. Копылов, В. Е. Разрушение мерзлых горных пород при бурении скважин [Текст] / В. Е. Копылов. – Тюмень : ТГУ, 1980. – 90 с.
6. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне : учебное пособие / В. Г. Кузнецов [и др.]. – Москва : Недра, 2003. – 154 с.
7. Медведский, Р. И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномерзлых породах / Р. И. Медведский. – Москва : Недра, 1987. – 232 с.
8. Нестер, Н. И. Внедрение технологии бурения обсадными трубами компании Weatherford на скважинах Бованенковского НГКМ / Н. И. Нестер, Р. Р. Сафарханов, Е. М. Нестеров // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. - № 2. - С. 23-25.
9. Скважины газовые эксплуатационные подобие на пласт ХМ₁₋₂ УКПГ-1 Бованенковского НГКМ : проектный документ: в 12 т. – Т. 5. / В. Ф. Симонов [и др.] ; ТюменНИИгипрогаз. - Тюмень, 2013. – 700 с.
10. Бурение скважин на газовых месторождениях Западной Сибири / П. Т. Шмыгля [и др.]. – Тюмень, 1976. – 158 с.

Научный руководитель – Кузнецов В. Г., д-р техн. наук, профессор

АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЖИДКОСТЕЙ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Бакирова А.Д., Шаляпин Д.В.
Санкт - Петербургский горный университет

Аннотация

В работе представлен анализ применяемых жидкостей глушения, исследование составов технологических жидкостей и технологий их применения на территории Западной Сибири.

Введение

Большинство Отечественных нефтегазовых месторождений или находятся, или уже начинают разрабатываться в последней стадии. Так в Западной Сибири (73 % -доля добываемой Российской нефти и 93 % газа), где в эксплуатации находятся 150 тыс. скважин, в бездействии находятся 40 % нефтяных и 30 % газовых скважин. Такие скважины оказались в такой ситуации из-за того, что они продолжительное время подвергались неоднократному воздействию технологических жидкостей, которые засорили протоки и каналы в пластах-коллекторах. Это растворы по своей природе в основе содержат воду и должны обладать регулируемыми свойствами для воздействия на породы коллектора. В наши дни актуальность разработок новых технологических жидкостей для вскрытия пластов, эксплуатации и ремонта скважин все более и более возрастает. Главным критерием для повышения качества строительства скважины является правильный выбор технологической жидкости, которая сможет улучшить ФЭС пласта-коллектора. В Отечественной и зарубежной практике для преодоления раннее описанной проблемы создано множество жидкостей вскрытия, но ни одна не является универсальной и «всеподходящей». Так и «чистые» жидкости по своему химическому составу, в основе которого лежат природная нефть, рассолы или диз. топливо) не всегда помогают повысить проницаемость горных пород, слагающих коллектор. [1]

Постановка задачи

Анализ литературных источников показывает, что с целью оптимизации процесса РИВС в настоящее время заграничные специалисты уделяют основное внимание воплощению в жизнь технических средств, обеспечивающих проведение подземных ремонтов без предварительного глушения скважины жидкостью. В Российской Федерации в большей степени проводится разработка технологических жидкостей и технологий их применения, не оказывающих отрицательного влияния на коллекторские свойства пласта.

Одним из самых значимых условий при выборе жидкости глушения является сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. В соответствии с многочисленными опытно-экспериментальными данными, уменьшение естественной проницаемости коллектора по нефти происходит вследствие его внутриворонной коагуляции при воздействии технологических жидкостей за счет следующих микропроцессов:

- набухание глинистых минералов, содержащихся в породе коллекторов;
- блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными и поверхностными явлениями, происходящими в поровом пространстве в результате взаимного вытеснения несмешивающихся жидкостей;
- образование в пласте стойких эмульсий 2 рода;
- образование в поровом пространстве нерастворимых осадков в результате взаимодействия фильтратов и пластовых флюидов;

- закупоривание пор твердыми частицами, проникающими в пласт вместе с фильтратом (ЖФ). [2]

Результаты и обсуждение

Наиболее распространенными в наше время жидкостями глушения являются водные растворы неорганических, реже органических солей или рассолы. Наиболее распространенными являются соли хлоридов натрия, кальция, калия (NaCl , CaCl_2 , KCl , MgCl_2). Широкому их распространению способствуют не дефицитность и дешевизна, а технологичность использования. В качестве утяжеляющих реагентов также могут использоваться Na_2SO_4 , NH_4Cl , NaHCO_3 , K_3PO_4 . Для использования жидкостей глушения в условиях АВПД используют бромиды кальция, реже Zn . Не смотря на высокую плотность и термостабильность данные соли не имеют широкого применения из-за высокой стоимости.

Использование водных растворов неорганических солей приводит к изменению состояния продуктивного пласта в призабойной зоне скважины, а именно, резкому увеличению насыщенности пласта водой и снижению относительной фазовой проницаемости пласта по нефти. Также к отрицательным факторам следует отнести высокую поглощающую способность пластов по отношению к неструктурированным маловязким ЖГ на основе водных растворов солей. [3]

Исследования ФЭС на природном керновом материале подтвердили теоретические и литературные данные об отрицательном влиянии соледержащих растворов, применяемых в качестве жидкостей глушения. Максимальное снижение проницаемости на образцах терригенных горных пород имеет место при использовании раствора NaCl . Исследование товарной нефти показало, что проницаемость керна так же восстанавливается не в полном объеме (78%).

Заключение

Проведенный анализ использованных технологий для глушения скважин показал, что, применительно к условиям Западной Сибири целесообразно разработать и внедрить следующие технологические жидкости и технологии их применения: эмульсии для глушения, нефилтрующий блокирующий состав, полимер-солевая жидкость глушения с кольматирующей твердой фазой.

Проведенные в Уфимском государственном нефтяном техническом университете исследования уровня воздействия ЖГ на ФЭС терригенных и карбонатных горных пород показали похожие результаты. Терригенные породы были представлены естественными одиночными кернами продуктивных отложений Повховского месторождения, карбонатные породы - одиночными кернами Волковского месторождения. В качестве ЖГ использовались: пресная вода, пластовая вода, водные растворы хлорида натрия и хлорида кальция с добавками ПАВ, КССБ, эмульгатора-стабилизатора. Результаты исследования показали, что максимальное снижение проницае-

мости на образцах терригенных пород имело место при использовании раствора NaCl. [4]

Библиографический список

1. Рябоконт, С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С. А. Рябоконт. – Краснодар : Бурение, 2006. – 64 с.
2. Сервисное обеспечение бурения и ремонта скважин : сб. науч. тр. – Краснодар : Бурение, 2004. – Вып. 11. - 312 с.
3. Ковалев, Л. А. Снижение фильтруемости рабочей жидкости в призабойную зону пласта при глушении скважин / Л. А. Ковалев, Н. Н. Галян. – Москва : Изд-во ВНИИЭгазпром, 1985.
4. Тасмуханова, Г. Е. Разработка метода выбора жидкости глушения скважин с учетом геолого-физических условий их эксплуатации [Рукопись] : дис. ... канд. техн. наук / Г. Е. Тасмуханова. – Уфа : УГНТУ, 2002. – 150 с.

Научный руководитель – Двойников М.В., д-р техн. наук, профессор

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК К БУРОВЫМ ПРОМЫВОЧНЫМ ЖИДКОСТЯМ

Биктагиров К.М., Беляев О.В., Аксёнова Н.А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Одна из важных функций буровой промывочной жидкости при бурении скважин является снижение сил трения, возникающих в системе скважина – бурильный инструмент. Если до последнего времени, когда проводилось массовое бурение вертикальных скважин, смазочные добавки являлись вспомогательными реагентами, то в настоящее время присутствие их в составе промывочных жидкостей для бурения скважин с искривленным профилем становится необходимым условием. Наиболее перспективно применение смазывающих добавок (лубрикантов) комплексного действия, которые, наряду с повышением долговечности и износостойкости бурового оборудования, обеспечивают снижение липкости фильтрационной корки и прихватоопасности, предотвращают диспергирование частиц выбуренной породы, уменьшают гидравлические сопротивления, обеспечивают разрушение горных пород и др. [1-3].

Разработка и внедрение новых экологичных систем промывочных жидкостей с улучшенными смазочными, противоприхватными, поверхностно-активными свойствами, обеспечивающими безаварийную проводку наклонно-направленных и горизонтальных скважин и улучшение качества первичного вскрытия является важной задачей. Исходя из заданных требо-

ваний, необходимо оценить эффективность различных современных смазывающих добавок их совместимость с различными буровыми растворами на водной основе.

С этой целью нами были проведены исследования влияния смазывающих добавок, представленных в таблице 1 на коэффициент трения в буровых растворах, в том числе полимерглинистых и биополимерных безглинистых, а так же оценка их пенообразующей способности. Результаты экспериментальных исследований представлены на графиках (рисунки 1-4).

Таблица № 1

Исследуемые образцы добавок		
Смазочная добавка	Стандарт	Характеристика добавки
ФК-2000	ТУ 2458-001-26089145-95	Ионогенные ПАВ на основе растительных масел (подсолнечного, кукурузного и др.), омыленных КОН и полезные добавки.
Radiagreen EBL	API	Сложные эфиры натуральных жирных кислот
Radiagreen EME Salt		
Radiagreen EME SWEET		
Radiagreen EBO		
БТА-ЛУБ	ТУ 2458-001-581141197-10	Сложные эфиры натуральных жирных кислот
Эктра-С	ТУ 2458-006-51444626-01	На основе натуральных масел, продуктов их переработки и синтетических добавок

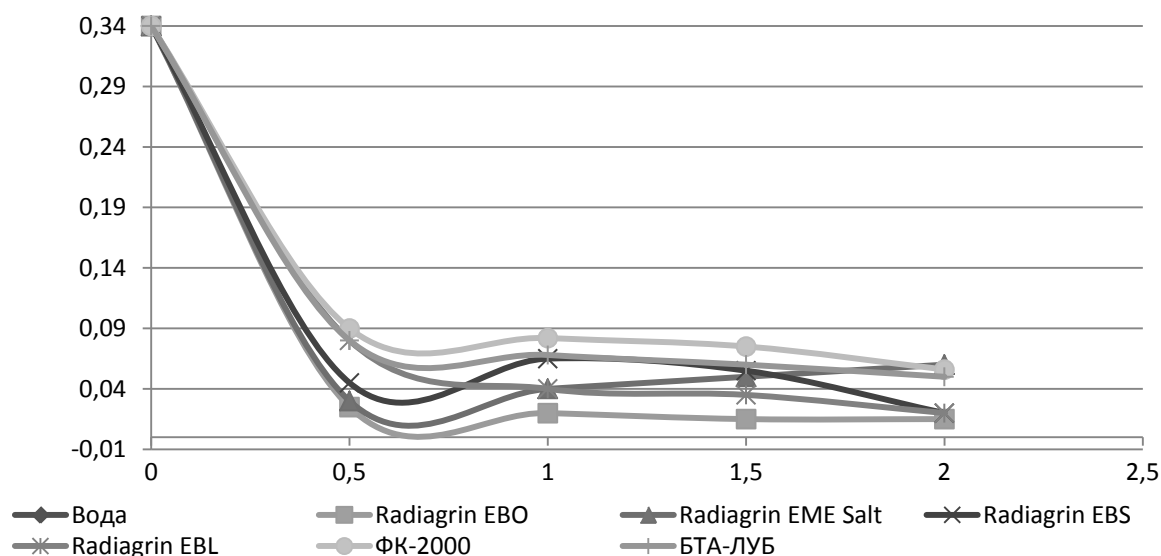


Рисунок 1. Зависимость коэффициента трения по стандарту АНИ водных растворов от содержания смазывающей добавки (%)

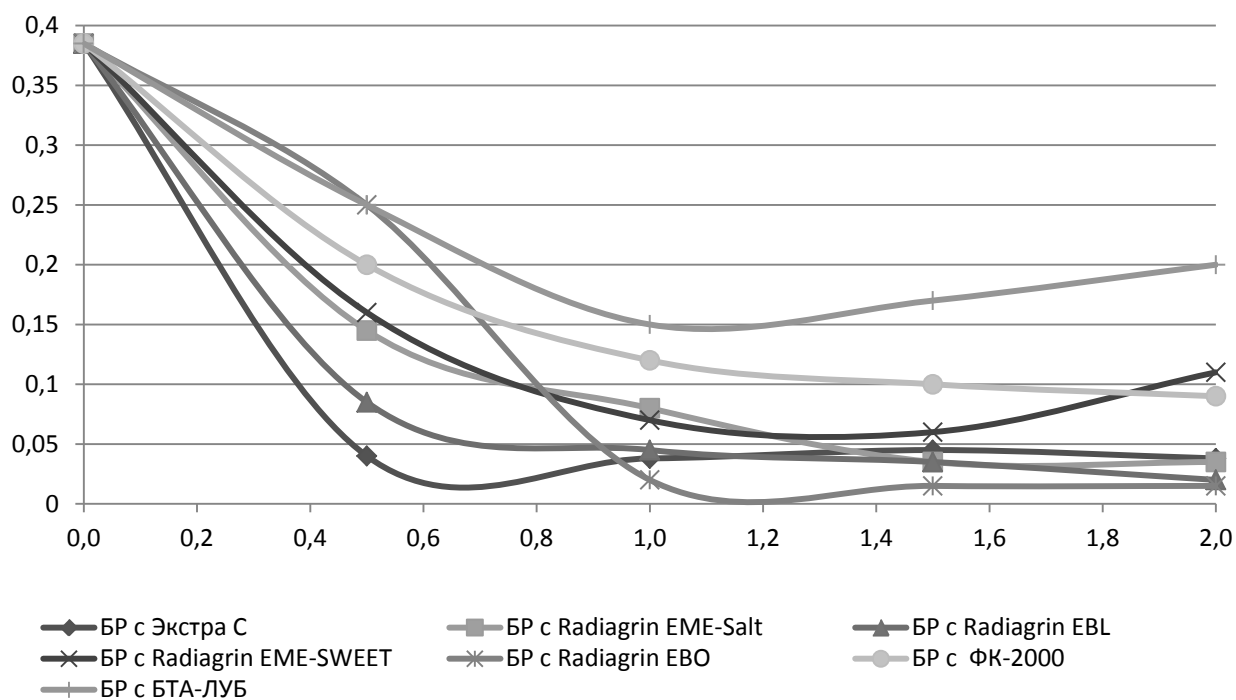


Рисунок 2. Зависимость коэффициента трения в безглинистом биополимерном растворе от содержания смазывающей добавки (%)

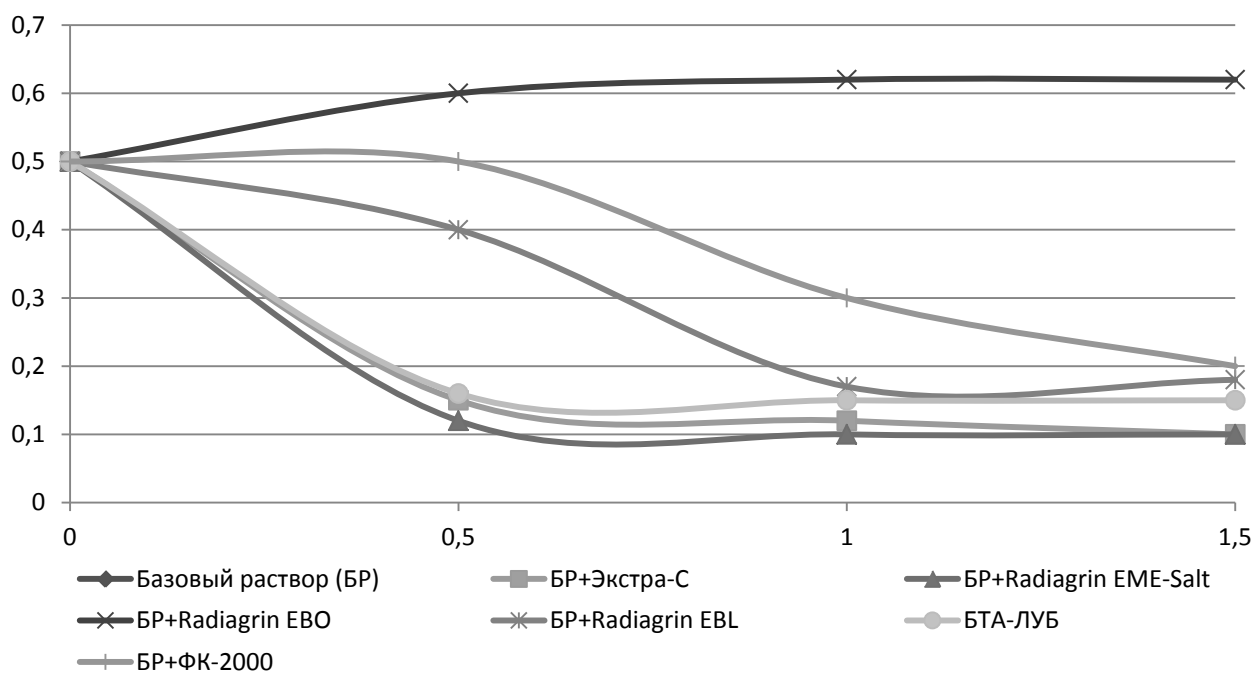


Рисунок 3. Зависимость коэффициента трения в полимерглинистом растворе от содержания смазывающей добавки (%)

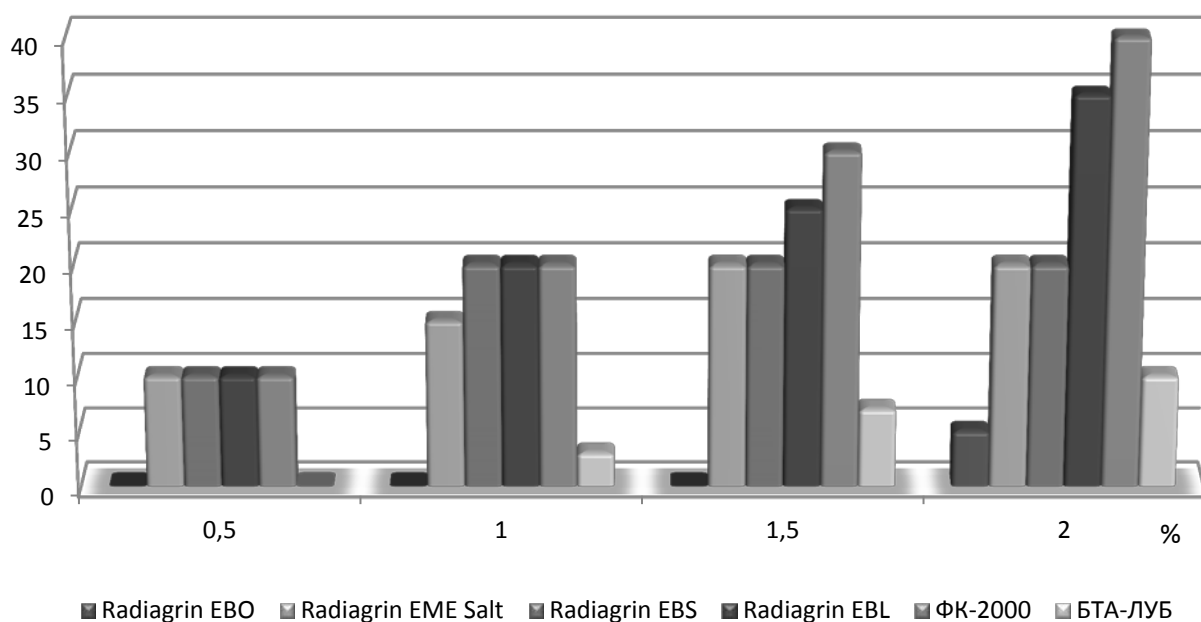


Рисунок 4. Пенообразующая способность водных эмульсий (%) от содержания смазывающей добавки (%)

Высокоэффективная смазывающая добавка «Экстра-С» добавляется к буровому раствору в количестве 0,5 - 1,0 % от общего объема бурового раствора в зависимости от горно-геологических условий и способа бурения. С введением в промывочную жидкость данный лубрикант образует устойчивую эмульсию. Добавка совместима со всеми реагентами бурового раствора, термически стабильна, экологична. По смазывающей способности «Экстра-С» не уступает широко применяемым в мировой практике смазкам бельгийского и шотландского производства и значительно превосходит многие отечественные смазки.

Экспериментально установлено, что добавка ФК-2000 снижает кинетическую устойчивость полимер-глинистых растворов, так при оставлении в покое наблюдается постепенное осаждение глинистой фазы. При введении в полимерглинистую суспензию добавок БТА-ЛУБ, и Radiogreen EBO раствор остается стабильным.

С увеличением концентрации БТА-ЛУБ снижается водоотдача и пластическая вязкость растворов. Максимальное значение напряжения сдвига удалось достичь лишь при повышении содержания лубриканта до 10 г/л.

Добавка ФК-2000 практически не влияет на фильтрационные свойства раствора и приводит к снижению пластической вязкости, а так же значительно уменьшает предельное динамическое и статическое напряжение сдвига. Именно уменьшение структурной вязкости и тиксотропии растворов объясняет уменьшение седиментационной устойчивости растворов. Это связано с адсорбцией добавки ФК-2000 на поверхности глинистых частиц, и уменьшает их взаимодействие в растворе и с водой

Все исследованные реагенты оказывают относительно небольшое влияние на пластическую вязкость и водоотдачу растворов. Добавка Radiogreen EVO увеличивает структурно-механические свойства раствора. Реагент БТА-ЛУБ, состоящий из ФК-2000 и Radiogreen, практически не оказывает влияния на параметры полимер-глинистого раствора. При этом, добавка БТА-ЛУБ показывает высокие смазывающие характеристики в полимер-глинистом растворе, но низкие показатели в биополимерных растворах без твердой фазы.

Анализ зависимости коэффициента трения водных растворов этих добавок показал высокую эффективность Radio EVO и EBL, EBS (рисунок 1).

Для исследованного безглинистого биополимерного раствора ($\rho = 1070 \div 1080 \text{ кг/м}^3$, $УВ = 28 \div 50 \text{ с}$, показатель фильтрации $4 \div 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, толщину корки $< 1 \text{ мм}$) лучшими смазочными характеристиками обладает добавка Radiogreen EVO. Данный лубрикант обеспечивает снижение смазочного коэффициента до значений менее 0,01. Второе место по эффективности занимает композиционная добавка Экстра-С, а БТА-ЛУБЕВО показал худшие результаты (рисунок 2).

В полимер-глинистом растворе поведение смазывающих добавок изменилось. Реагент Radio EVO не оказал смазывающего эффекта, а добавки Экстра-С, ЕМЕ, БТА-ЛУБ показали высокую смазывающую способность (рисунок 3)

Оценивалась так же пенообразующая способность этих добавок в водной среде. Наименьшее пенообразование у добавок БТА_ЛУБ и Radiogreen EVO (рисунок 4).

Проведенные экспериментальные исследования показали, что результаты тестирования смазочных добавок в различных системах буровых растворов неоднозначны. Хорошие показатели лубриканта в условиях одной промывочной жидкости могут не подтвердиться в составе другого типа раствора, так же следует учитывать, что и другие реагенты бурового раствора могут обладать высокими смазочными свойствами, что обеспечивает их синергетическое влияние во всей системе раствора.

Библиографический список

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов вуза: в 5 т. / В. П. Овчинников [и др.]; под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2017.
2. Современные составы буровых растворов / В. П. Овчинников [и др.]; ТюмГНГУ. – Тюмень : Экспресс, 2013. – 180 с.
3. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин : учебное пособие : в 3 т. - Т. 1 / Н. А. Аксёнова, О. В. Рожкова. - Тюмень, 2016.

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ СМАЗОЧНЫХ ЛУБРИКАНТОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРИХВАТОВ

Буровой Р.С.
Тюменский индустриальный университет

В современных геолого-технических условиях строительства скважин появилась тенденция роста аварийности, в которой значительную часть занимают прихваты бурильного инструмента и обсадных труб. Данный вид осложнений напрямую связан с фрикционными свойствами бурового раствора. Низкие связывающие свойства промывочной жидкости способствуют повышению прихватоопасности, а также способствуют желобо- и сальникообразованию, увеличивают износ бурильного инструмента, долот и забойных двигателей, препятствуют передаче осевой нагрузки на забой, понижают эффективность отработки породоразрушающего инструмента, ухудшают условия управления траекторией ствола скважины.

Управление смазывающими свойствами буровых растворов производится лубрикантами – особыми добавками, в состав которых входят вещества, снижающие адгезию. В отечественной практике буровых работ используется большое количество смазочных реагентов на синтетической основе, кремнийорганике, жирных кислотах, растительных маслах [1,2].

Определение коэффициентов трения буровых растворов осуществляли по стандарту Американского нефтяного института (АНИ) на приборе для комплексного испытания смазывающей способности и противозадирных свойств буровых растворов Model 212 EP/Lubricity Tester фирмы Baroid.

В результате исследований эффективности влияния на снижение коэффициента трения (1) и снижению липкости фильтрационной корки (2) смазывающие компоненты расположились следующим образом:

1. Луб-БКЕ > RICHMOLE Lubricant \geq TORQ-TRIMII PLUS \geq 300 \geq Биолуб №1411 > Биолуб №1410 \geq Glidex > ФК-2000 > LUBRIOL > Эколюб

2. Эколюб \geq RICHMOLE Lubricant 300 \geq Биолуб №1411 > Луб-БКЕ \geq ФК-2000 > Glidex > Биолуб №1410 > TORQ-TRIMII PLUS > LUBRIOL

С целью возможности использования смазочных компонентов для обработки минерализованных буровых растворов готовили двухпроцентную глинистую суспензию на основе двадцатипроцентного хлористого натрия и двухпроцентного хлористого кальция. Полученный раствор стабилизировали КМЦ-700 в количестве одного процента.

По эффективности влияния на снижение коэффициента трения (1) и снижение липкости фильтрационной корки (2) лубриканты расположились в ряды: 1. Биолуб №1411 \geq Биолуб №1410 > LUBRIOL > Луб-БКЕ > Эколюб \geq Glidex > RICHMOLE Lubricant 300 > TORQ-TRIMII PLUS > ФК-

2000 15 2. TORQ-TRIMII PLUS > LUBRIOL > Эколюб > Биолуб №1410 ≥ Луб- БКЕ > Биолуб №1411 > ФК-2000 > Glidex > RICHMOLE Lubricant 300

Результаты лабораторных испытаний смазочных добавок: Биолуб LVL №1410 («Миррико»), Луб-БКЕ (ЗСФ ООО «Новый Технологический Сервис») и Эколюб (ЗАО «ИКФ-Сервис»), показали высокую эффективность, как в пресных, так и минерализованных буровых растворах. Они могут быть рекомендованы к использованию по триботехническому назначению при строительстве нефтяных и газовых скважин на месторождениях Западной Сибири.

Библиографический список

1. Стандарт API Specification for Drilling-Fluids Materials (API SPEC 13A). - 1991, August 1, American Petroleum Institute.
2. СТО Газпром РД 2.1-146-2005. Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования.

ОБЗОР СИСТЕМ ПРОРАБАТЫВАЮЩИХ БАШМАКОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СПУСКЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ХВОСТОВИКОВ В СТВОЛ ПРОБУРЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Васильев А.В.

Тюменский индустриальный университет

Аннотация

Как правило, для того, чтобы избежать осложнений, возникающих при спуске обсадных колонн в скважину, предусматривается комплекс мероприятий по подготовке ствола скважины.

Для снижения риска возникновения осложнений при спуске обсадных колонн специалистами различных компаний разрабатываются и совершенствуются системы прорабатывающих башмаков.

В статье представлен обзор прорабатывающих башмаков компании «ГЕОПРОТЕК» – одной из ведущих компаний, специализирующейся данным направлением.

Введение

Как правило, для того, чтобы избежать осложнений, возникающих при спуске обсадных колонн в скважину, предусматривается комплекс мероприятий по подготовке ствола скважины. Виды и объем работ, в первую очередь, зависят от качества состояния ствола скважины, сложности слагаемого геологического разреза и протяженности открытой части ствола. О состоянии ствола судят по наблюдениям при спуске и подъеме буровой колонны (т.е. возникшие прихваты, посадки, затяжки и др.), по прохождению геофизических зондов, по данным кавернометрии и инклинометрии.

Для снижения риска возникновения осложнений при спуске обсадных колонн специалистами различных компаний разрабатываются и совершенствуются системы прорабатывающих башмаков. Одной из ведущих компаний, специализирующейся данным направлением, является компания «ГЕОПРОТЕК», обзор прорабатывающих башмаков которой представлен ниже.

Система GRS

Разработанная компанией «ГЕОПРОТЕК» система GRS (рисунок 1) способна вращаться независимо от осложнений, возникших при спуске обсадной колонны в ствол пробуренной скважины. Механическое вращение прорабатывающего ствола скважины башмака достигается путем возвратно-поступательным движениям системы (иными словами – эффект юлы-волчка). Башмак GRS осуществляет пять полных оборота при движении колонны вниз, и пружинный механизм, входящий в его конструкцию «перезаряжает» оборудование при остановке обсадной колонны, или ее движения вверх.



Рисунок 1. Система GRS

Необходимо отметить, что данная система способна выполнять проработку ствола скважины при любых возникающих осложнениях, так как она способна размельчать и выносить горную пород, способствуя тем самым беспрепятственному спуску обсадной колонны (к примеру, в интервалах, сложенных неустойчивыми глинистыми породами).

Система состоит из двух основных элементов: корпуса, изготавливаемого из высокопрочной стали, а также внутреннего механизма, состоящего, в свою очередь, из алюминиевого сердечника и долотной части, как правило, изготовленной из бронзовых компонентов. Поэтому, благодаря применению легких металлов, внутренний механизм системы GRS является лекоразбуриваемым (как правило, этот процесс занимает несколько минут).

Система GMS

Geopro Motorized Shoe (или GMS) (рисунок 2) в настоящее время является одним из передовых оборудований в линейке прорабатывающих башмаков, представляющей собой модификацию ВЗД и адаптированного для интеграции с обсадной колонной (рисунок 2).

Отличительной особенностью системы GMS является то, что она способна вращаться при осуществлении циркуляции рабочей жидкости, так же как и предыдущая система GRS независимо от осложнений, возникших при спуске обсадной колонны в ствол пробуренной скважины.

Основным преимуществом системы GMS является возможность создания высокого крутящего момента самого прорабатывающего башмака и безостановочного вращения его носовой части при подаче рабочей жидкости.



Рисунок 2. Система GMS

Таким образом, высокий крутящий момент и низкий перепад давления позволяет системе GMS беспрепятственно спускать обсадную колонну или хвостовик в ствол пробуренной скважины.

Система GJS

Система GJS (рисунок 3), так же как и предыдущая способна вращаться при осуществлении циркуляции рабочей жидкости независимо от осложнений, возникших при спуске обсадной колонны в ствол пробуренной скважины.



Рисунок 3. Система GJS

Направляющая носовая часть такого прорабатывающего башмака способна вращаться по линии наименьшего сопротивления при невращающейся обсадной колонне. GJS позволяет спускаемой колонне без риска осложнений проходить через интервалы, сложенными неустойчивыми породами (при этом необходимо отметить, что вращать и принудительно поднимать обсадную колонну нет необходимости).

Система состоит из трех основных элементов: корпуса, изготавливаемого из высокопрочной стали; подшипниковой секции, необходимой для вращения самой системы; и долотной части, как правило, изготовленной из алюминиевого сплава. Поэтому, благодаря применению легких металлов, внутренний механизм системы GJS также является лекоразбуриваемым.

Необходимо отметить, что данная система хорошо зарекомендовала себя на скважинах с горизонтальным окончанием.

Выводы

1. Для снижения риска возникновения осложнений при спуске обсадных колонн специалистами различных компаний разрабатываются и совершенствуются системы прорабатывающих башмаков.

2. Одной из ведущих компаний, специализирующейся данным направлением, является компания «ГЕОПРОТЕК», обзор прорабатывающих башмаков которой представлен в настоящей статье.

3. Рассмотренные системы способны вращаться независимо от осложнений, возникших при спуске обсадной колонны в ствол пробуренной скважины.

4. Механическое вращение системы GRS достигается путем возвратно-поступательным движениям самой обсадной колонны (эффект юлы-волчка), а системы GJS и GMS вращаются при осуществлении циркуляции рабочей жидкости.

Библиографический список

1. Вадецкий, Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник для нач. проф. образования / Ю. В. Вадецкий. – Москва : Академия, 2003. – 352 с.
2. Басарыгин, Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
3. Басарыгин, Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин : учебник для ВУЗов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков – Москва : Недра, 2000. – 680 с.
4. Электронный каталог нефтегазопромыслового оборудования и услуг [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://industrialexplorer.ru/>

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ «APS Technology»

Василькив Я.М.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В настоящее время все больший объем строительства скважин составляют горизонтальные и наклонно-направленные скважины, так как они позволяют не только увеличить объем добываемых углеводородов с месторождения и эксплуатировать труднодоступные участки месторождений, но и дают возможность рентабельно разрабатывать участки с малой продуктивностью. Однако строительство таких скважин гораздо сложнее, основные трудности возникают в технологии набора угла искривления ствола и проходки горизонтального участка. Для бурения таких скважин

используют забойные телеметрические системы обеспечивающие проводку и оперативное управление бурением. Такие системы должны обладать высокой эффективностью и живучестью, так как от этого зависит качество, время и затраты на строительство скважины.

Цель данного исследования направлена на оценку эффективности применения телеметрических систем «APS Technology», выявления недостатков и разработка рекомендаций по улучшению работы телеметрического оборудования.

Телеметрические системы компании APS Technology нашли широкое применение при сопровождении бурения основного ствола направленных скважин, а так же боковых стволов. Одна из таких систем – APS SureShot, с гидравлическим каналом связи, которая может осуществлять:

1. Контроль траектории бурения, замеры расположения отклонителя.
2. Фиксацию GAMMA – каротажа, либо резистивиметрию (WPR) в настоящем времени и записывать в память прибора.
3. Расчет замеров по осям.
4. Создание каротажных диаграмм.
5. Контроль за состоянием оборудования.

Для обеспечения дополнительных функций по необходимости в компоновку можно добавлять различное дополнительное оборудование и датчики.

Основным показателем эффективности работы телеметрической системы является доля (процент) непригодного времени (НПВ) из-за неполадок с телеметрической системой, по отношению к общему времени работ по бурению, так как этот показатель влияет на экономическую выгоду сервисных компаний. Так, доля НПВ по причине неисправности телесистемы APS SureShot в общем календарном времени строительства скважин в среднем не более 24 часов, что составляет не более 5% при бурении скважины глубиной 2000 м (рисунок 1).

Таблица № 1

Характеристики телесистемы APS SureShot

Внешний диаметр телесистемы	89, 120, 176 мм
Диапазон скорости потока бурового раствора	89 мм – 5,1 ÷ 12,6 л/сек.; 120 мм - 9.47 ÷ 22,1 л/сек.; 176 мм – 14,2 ÷ 47,3 л/сек.
Максимальная рабочая температура	От 10° до 150°С опционально; 175 °С максимально
Максимальный допуск материалов для борьбы с поглощением раствора	143 кг/м ³ , зерно среднего размера
Максимальное рабочее давление	137.9 МПа; 172.4 МПа

Максимальное содержание песка в буровом растворе	Не более 3%
Ударные нагрузки	500 g, 1 ms, 10,000 ударов
Вибрация	25 g RMS, при частоте 20 - 500 Hz

На диаграмме (рисунок 2) показано распределение причин отказов телесистем APS SureShot при бурении наклонно-направленных скважин на месторождениях Нижневартовского района.

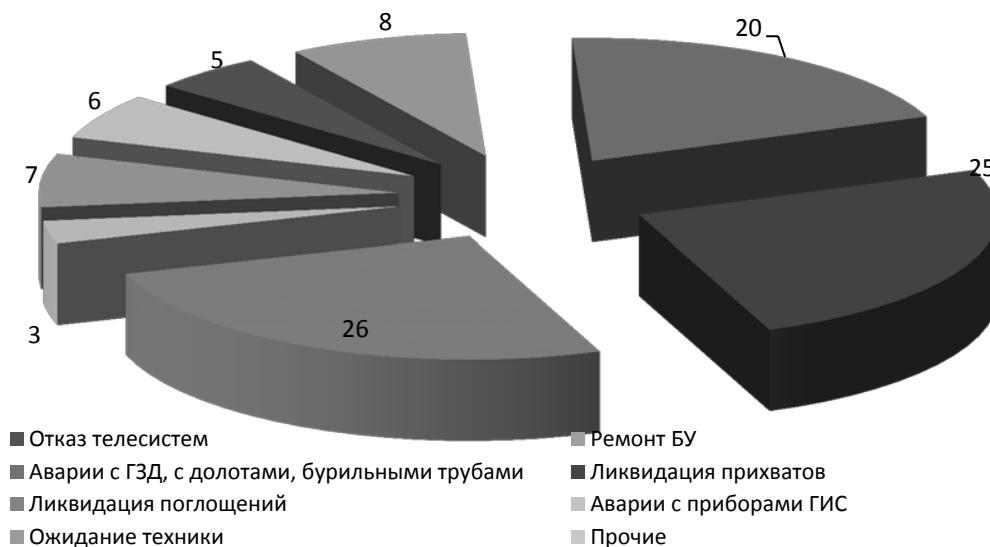


Рисунок 1. Распределение непроизводительного времени в балансе строительства скважин на примере месторождений Нижневартовского района

Исходя из данных предоставленных на диаграмме следует, что в 29,6 % случаев происходит отказ пульсатора. Сам по себе пульсатор достаточно капризен, плохо работает при увеличении плотности раствора, так как не хватает мощности для передачи сигнала на поверхность. Вязкие растворы так же препятствуют передаче импульса для дешифровки данных пульсатора. К поломке пульсатора может привести увеличение содержания песка и образование промытостей. Поломка данного прибора является основной причиной потери телеметрического сигнала.

Второй основной причиной отказа телесистемы APS SureShot является выход из строя телескопических и соединительных приборов (L,U)-ТМС, FTC, вследствие недостатка их конструкции и вызванного тем самым короткого замыкания цепи. Зачастую эти отказы сопровождаются не только потерей сигнала, но и поломкой приборов с последующим дорогостоящим ремонтом.

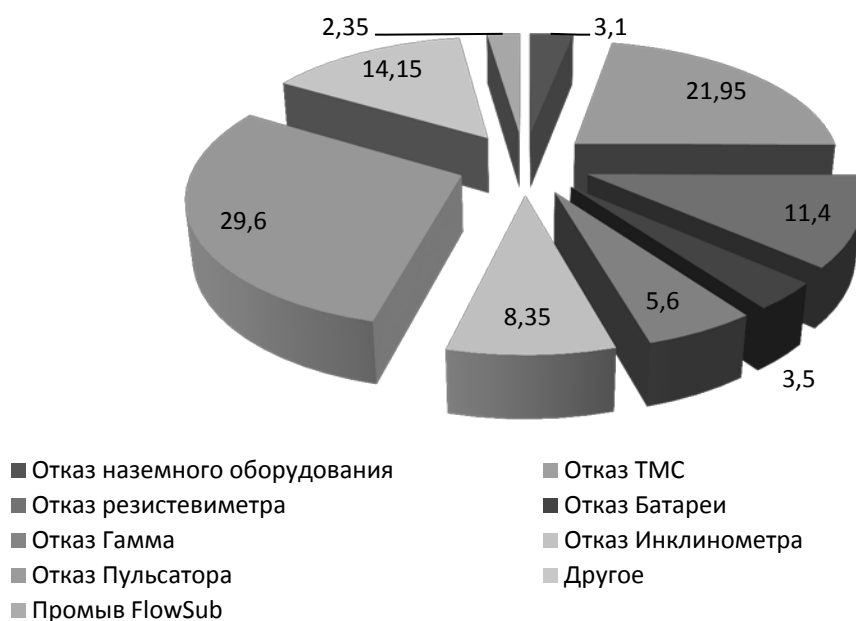


Рисунок 2. Причины отказов в работе телесистемы APS SureShot (%)

В 11,4 % случаев непроизводительное время возникало из-за отказа резистивиметра, это объясняется выходом из строя компоновки с WPR.

Нельзя не отметить что высока доля других причин отказа оборудования которые возникают редко (14,15 %), но случаются: сгорел предохранитель на батарее APS, разрушен коаксиальный разъем EEJ, сгорел резистор в цепи управления соленоидом ВН, обрыв в батарее, размытие корпуса Flow Sub APS, не качественный сервис при сборке пульсатора APS. При анализе годовых отчетов установлено, что их доля снижается с каждым годом, что говорит о более продуктивной работе сервисных компаний по выявлению причин отказов телеметрического оборудования.

Исходя из данного анализа для снижения аварийности при бурении скважин с телесистемами APS предлагается принятие следующих мер по улучшению эффективности работы телеметрической системы:

1. Регулярно проводить техническое обслуживание и предупредительно-плановый ремонт оборудования APS.
2. Для пульсатора применять более износостойкие и эффективные ЗИП.
3. Применение более качественного резистивиметра.
4. Использовать износостойкие соединения в компоновке с WPR
5. Применять технически-совершенные и низко энергзатратные протоколы передачи данных телеметрии.
6. Осуществлять постоянный контроль параметров бурового раствора.

Библиографический список

1. Современное телеметрическое оборудование с гидравлическим каналом связи [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://azimuthits.ru/fileadmin/download/GeoTrend%20Pulse%20WPR.pdf>.

2. Телеметрическая система [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.aps-tech.com/documentation/technical-data-sheets-ru/APS-TDS-SureShot-MP-MWD-ru.pdf>.

Научный руководитель – Анашкина А.Е., канд. техн. наук, доцент

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАСТВОРА FLO-PRO NT ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НЕФТЯНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Глазко В.И.

Тюменский индустриальный университет

Качественное первичное вскрытие продуктивных пластов является важной задачей для современного бурения скважин, поэтому необходимо с особой внимательностью подходить к выбору бурового раствора. Современные компании в основном используют растворы на углеводородной основе и полимерные. Раствор FLO-PRO NT является одним из самых распространенных, так как имеет ряд преимуществ, важным из них является высокий процент сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта.

Вскрытие продуктивных горизонтов (пластов) должно быть проведено качественно. Под качеством технологии вскрытия следует понимать степень изменения гидропроводности продуктивных горизонтов (пластов) после выполнения соответствующей операции. Причин снижения продуктивности горизонта (пласта) много, но одной из основных причин считается проникновение в пласт инородных жидкостей и частиц породы. При бурении скважин выбирается такой буровой раствор, чтобы гидростатическое давление его столба было больше пластового. Устранить все причины, вызывающие ухудшение коллекторских свойств продуктивного горизонта (пласта), почти невозможно. Однако уменьшить их отрицательное влияние на продуктивный горизонт (пласт) можно следующими мероприятиями.

1. При разбуривании продуктивного горизонта (пласта) следует снижать противодействие на горизонт (пласт) до безопасного, т.е. до того значения, при котором не может быть открытого фонтанирования.

2. Бурение в продуктивном горизонте (пласте), исследование горизонта (пласта), спуск и цементирование эксплуатационной колонны должны осуществляться быстро, по заранее составленному плану, что сократит время, в течение которого буровой раствор контактирует со стенками скважины в призабойной зоне.

3. При вскрытии продуктивного горизонта (пласта) следует применять высококачественный буровой раствор, имеющий минимальную водоотдачу, или буровые растворы на углеводородной основе.

Система FLO-PRO NT это передовая технология растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов, обеспечивающая максимальную защиту коллектора и оптимальный уровень продуктивности скважин

Приготовление раствора FLO-PRO NT.

- Оценить состояние циркуляционной системы и проверить работу оборудования приготовления и очистки. Очистить и помыть три активные емкости для приготовления раствора FLO-PRO NT. В три помытые ёмкости набрать воды по 20 м³ в каждую. Проверить ёмкости на герметичность.

- Начать подачу в них дополнительной воды через гидросмесительную воронку с одновременным вводом химреагентов в следующих количествах и указанной последовательности:

- POTASSIUM CHLORIDE
- CAUSTIC SODA
- DUO-VIS NS
- REATROL
- MAGNESIUM OXIDE
- CALCIUM CARBONATE
- REALUB ST

При вводе полимеров соблюдать примерную скорость подачи реагента в воронку мешок за 5-10 мин в целях уменьшения образования так называемых «рыбьих глаз». Такой порядок приготовления раствора одним объёмом позволит ускорить его. Все ёмкости при таком порядке должны быть соединены между собой, а место забора раствора из ёмкостей и слива его из воронки должны быть максимально разнесены. Если обвязка не позволяет реализовать такой способ, можно готовить раствор отдельно в каждой ёмкости. После ввода всех реагентов добавить воды до общего объёма. Обработка раствором CaCO₃ до требуемой концентрации произвести после замещения скважины на раствор FLO-PRO NT и начала бурения.

После перемешивания приготовленного раствора в течение 2-3 часов замерить его параметры. Доводку параметров осуществить после перехода на FLO-PRO NT и циркуляции раствора через скважину в течение 1-2 циклов (доводку можно выполнить уже при бурении). Первый цикл промывки через скважину выполнить в обход вибросит для того, чтобы избежать отделения на них не растворившихся полимеров.

Порядок перехода на систему FLO-PRO NT:

1. При спуске инструмента в скважину долив в трубы осуществлять раствором с предыдущего интервала. Долив водой не рекомендуется.
2. Разбуривание цементного стакана в колонне осуществить на растворе оставленном в скважине во время продавки при цементировании обсадной колонны. Для лучшего выноса шлама из скважины промывки осуществлять с расхаживанием инструмента.
3. Заменить роторную компоновку на компоновку на бурение интервала под хвостовик.
4. После спуска КНБК на бурение произвести замену промывочной жидкости в скважине на систему FLO-PRO NT (при замене бурового раствора использовать в качестве разделительного буфера 5 м³ загущенной до вязкости 100-120 сек воды. Убедиться в выходе раствора FLO-PRO NT на поверхность (контроль – по цвету и солёности), остановить циркуляцию и очистить ЦСГО от шлама и помыть её. Восстановить циркуляцию и замкнуть цикл. Произвести 1 цикл промывки в обход вибросит для полного растворения полимеров и выравнивания параметров.
5. В начале бурения заготовить ещё одну ёмкость раствора (35 м³) для пополнения рабочего объёма. При её приготовлении скорректировать при необходимости гранулометрический состав карбоната кальция, если в ходе приготовления он брался ориентировочно.

Так, раствор FLO-PRO NT на основе пресной воды стабилен до 120 °С. Добавление всего 3 % хлорида натрия позволяет увеличить термостойкость до 138 °С. Из-за сравнительно малого объемного содержания твердой фазы и высокой концентрации полимеров коэффициент трения у FLOPRO NT на 20–40 % ниже, чем у глинистых растворов со смазывающими добавками. Таким образом, использование FLO-PRO NT обеспечивает высокое качество первичного вскрытия продуктивных пластов.

Библиографический список

1. Рыбальченко, Ю. М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие / Ю. М. Рыбальченко, О. В. Савенок, А. Я. Третьяк. – Новочеркасск : ЛИК, 2014. – 374 с.
2. Булатов, А. И. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие / А. И. Булатов, Е. Ю. Проселков, Ю. М. Проселков. – Краснодар : Советская Кубань, 2008. – 424 с.

Научный руководитель – Закиров Н.Н., д-р техн. наук, профессор

ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Григорян А.Р., Кодзоев М.А.М.
Тюменский индустриальный университет

Проблема. Разработка неустойчивых пластов практически всегда сопровождается выносом песка. Это может привести к снижению темпа отбора, повреждению оборудования на поверхности и в скважине и росту эксплуатационных затрат.

Чтобы не допускать процесс появления песчаных пробок, делают различные барьеры между скважиной и пластом, при этом, стараясь, чтобы это не мешало притоку нефти.

Фильтр- специальное устройство, устанавливаемое в скважине против водоносного горизонта, что гарантирует свободный доступ во внутреннее пространство скважины чистой воды, нефти и одновременно обеспечивает ствол скважины от обрушения.

Фильтры устанавливают только в рыхлых и неустойчивых породах. В скважину опускают фильтровую колонну, которая состоит из надфильтровой части, рабочей части, или собственно фильтра, и отстойника с пробкой. Отстойник служит для осаждения прошедших через рабочую часть фильтра частиц породы.

К основным типам конструкций фильтров можно отнести следующие: сетчатые, проволочные, щелевые, гравийные фильтры.

Подробнее рассмотрим технологию гравийного фильтра.

Гравийные фильтры состоят из каркаса с проволочной обмоткой или сеткой и гравийной обсыпки. По способу изготовления различают гравийные фильтры,готавливаемые на поверхности и непосредственно в скважине. Первые устраивают в виде гравийно-кожуховых или корзинчатых. В обоих случаях гравий засыпают на поверхности в сетчатый кожух или специальные чугунные или стальные корзинки, укрепляемые на фильтровой трубе. Собранный фильтр спускают в скважину.

Область применения гравийных фильтров очень велика, особенно для тех месторождений, где песок, добываемый вместе с нефтью, вызывает серьезные неполадки и перебои в эксплуатации скважин.

Основные преимущества применения гравийных фильтров:

1. Вынос мелких частиц песка при эксплуатации, т.е. песок не оседает и не образует пробку.
2. Низкая интенсивность кольматационных процессов.
3. Увеличение проницаемости пласта путем, пропуска мелких песчинок и оседание крупных фракций.
4. Крупные фракции песка, оставаясь в пласте, предотвращают обвалы.

5. Гравийный фильтр дает возможность в рыхлых, нецементированных породах иметь более расширенный забой. Это увеличивает дренажную поверхность, повышает производительность, увеличивает фонтанный период и срок эксплуатации скважины.

В заключении хотелось бы отметить, что наиболее распространенным методом борьбы с выносом частиц песка, на сегодняшний день, является создание гравийных фильтров. По сравнению с другими видами фильтров они являются надежнее и долговечными.

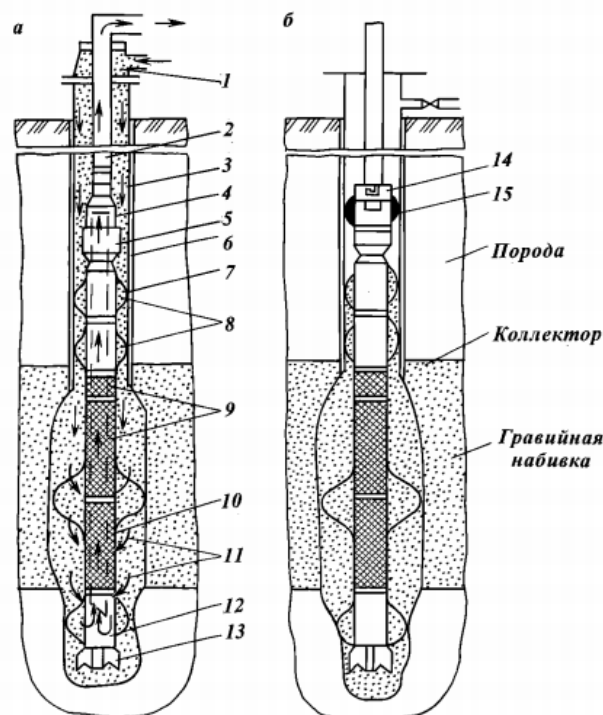


Рис. 4.8. Схемы оборудования скважины при намыве гравийного фильтра без пакера (а) и с пакером (б): 1 – промывочная устьевая головка; 2 – НКТ или бурильные трубы; 3 – обсадная колонна диаметром 168 мм; 4 – переводник с левой резьбой; 5 – ниппель-переводник пакера; 6 – переводник; 7 – пружинный центратор; 8, 12 – НКТ диаметром 89 мм; 9 – секция фильтра; 10 – НКТ диаметром 48 мм; 11 – зона гидродинамического уплотнения гравия; 13 – башмак-заглушка; 14 – захватное приспособление; 15 – пакер

Рисунок 1. Гравийные фильтры

Библиографический список

1. Эксплуатация нефтяных месторождений / А. И. Жуков [и др.]. – Москва : Гостоптехиздат, 1954. – 604 с.
 2. Оноприенко, М. Г. Опыт оборудования гравийными фильтрами скважин на водоносные горизонты, сложенные мелкозернистыми песками : экспресс-информация / М. Г. Оноприенко ; ЦБНТИ. – Москва : Минводхоз СССР, 1969. - Сер. 5.
 3. Теория и практика заканчивания скважин : в 5 т. – Москва : Недра, 1999.
 4. Песчаные пробки в нефтяных скважинах / М. М. Сулейманов [и др.]. - Москва, 2006.
- Научный руководитель - Ваганов Ю.В., канд. техн. наук, доцент

ВЛИЯНИЕ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ХЛОРКАЛИЕВОГО БИОПОЛИМЕРНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА

Гулидов О.Е., Шедь С.Н., Беляев О.В., Османов М.Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

На месторождениях Западной Сибири при бурении скважин с большим отходом от вертикали и большой протяженностью горизонтального ствола, по результатам моделирования при проектировании скважины и с учетом опыта бурения, предусматривается риск возникновения высоких нагрузок на СВП и бурильный инструмент (предельный момент для верхнего привода, скручивающие и растягивающие нагрузки на бурильный инструмент). Поэтому уже при проектировании очень важен правильный выбор технологии и технических средств по снижению этих нагрузок за счет снижения коэффициента трения и введения в раствор смазывающих добавок.

Хорошие смазывающие свойства бурового раствора увеличивают долговечность долота, снижают крутящий момент и вес инструмента при подъеме, облегчают управление компоновкой при направленном бурении, поэтому выбор смазывающей добавки и ее концентрация в буровом растворе крайне важны.

В процессе промывки скважины буровой раствор должен очищать забой от шлама, компенсировать избыточное пластовое давление, предупреждать обвалы стенок скважины, взвешивать компоненты раствора и шлама, а также смазывать и охлаждать долото, бурильный инструмент и оборудование. Кроме того, буровой раствор должен обеспечивать высокое качество первичного вскрытия продуктового пласта и способствовать безаварийному бурению скважин любого профиля [1-2].

Исследование свойств некоторых смазочных добавок в отношении снижения коэффициента трения показали высокую эффективность добавки МЕХ-LUBE и ФК-2000 (рисунок 1).

Реагент-модификатор трения буровых растворов МЕХ-LUBE предназначен для снижения коэффициента трения при бурении нефтяных и газовых скважин. Содержит в своем составе композиции модифицированных высших и смоляных кислот, набор противоизносных, противокоррозионных и противозадирных присадок. Уникальная комбинация свойств позволяет снизить вероятность возникновения дифференциальных прихватов, избежать сальникообразования и зашламования долота. Кроме того, добавка обеспечивает необходимый уровень ингибирующих и поверхностно-активных свойств, уменьшает пенообразование и снижает коэффициент трения при работе.

Представленные на графиках зависимости (рисунки 1, 2) доказывают эффективность смазывающей добавки МЕХ-LUBE. При доведении объемной концентрации смазки до 3-4%, коэффициент трения корки снижается

до 0,0437-0,0480, при этом смазывающая добавка практически не оказывает влияния на реологические параметры бурового раствора. Изменение значения динамического напряжения сдвига находится в пределах погрешности измерений.

При введении нефти в буровой раствор также снижается коэффициент трения корки, но не так значительно как при вводе смазки. При этом происходит видимый рост структурно-реологических свойств бурового раствора, что, при определенных условиях, может негативно сказаться на процессе бурения.

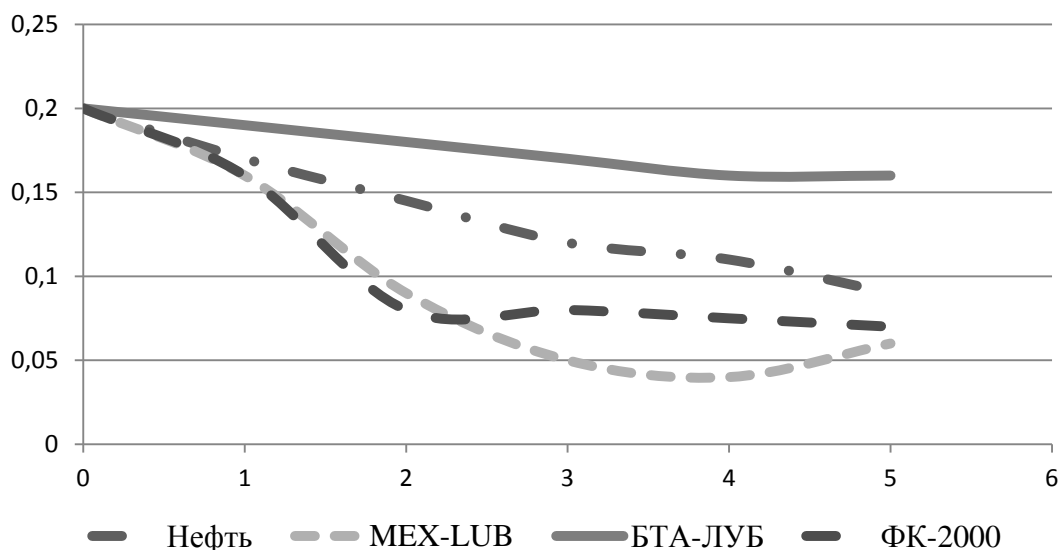


Рисунок 1. Зависимость коэффициента трения корки от содержания смазывающих добавок (%) в хлоркалийевом биополимерном буровом растворе

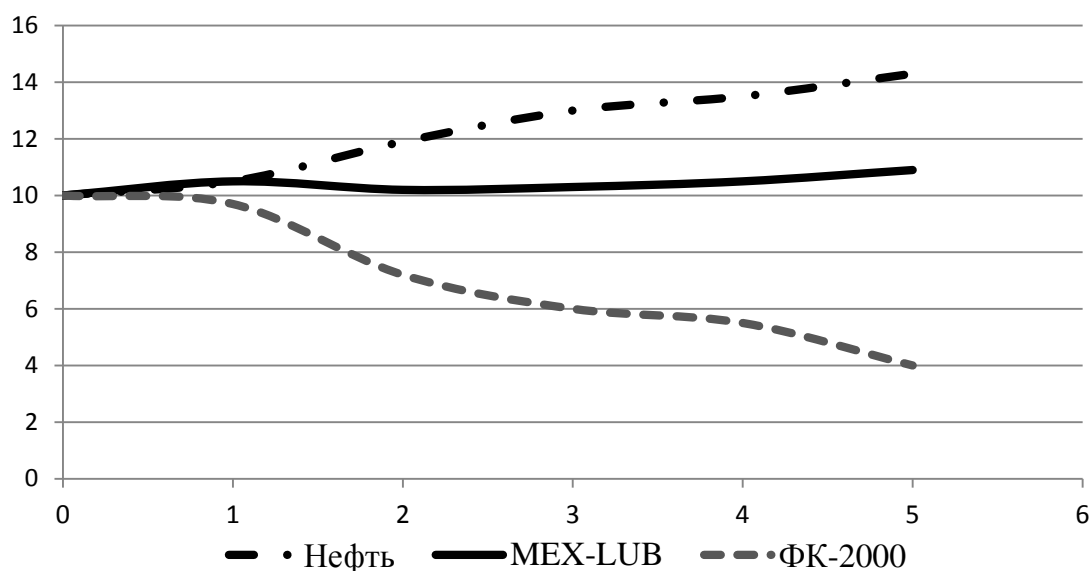


Рисунок 2. Влияние концентрации смазывающих добавок (%) на динамическое напряжение сдвига (дПа) хлоркалийевого биополимерного бурового раствора

Смазывающая добавка ФК-2000 представляет собой смесь ионогенных ПАВ на основе растительных масел (подсолнечного, кукурузного и др.), омыленных КОН и других полезных добавок.

Добавка ФК 2000 практически не влияет на водоотдачу биополимерного хлоркалиевого раствора, снижает пластическую вязкость, но при этом значительно снижает предельное динамическое напряжение сдвига (рисунок 2) и тиксотропные свойства раствора.

В качестве заключения хочется отметить, что смазывающая добавка МЕХ-LUBE показала хорошую смазочную способность, не изменяя при этом реологические характеристики раствора и доказала свою эффективность не только в ходе лабораторных исследований, но и при полевых испытаниях.

Библиографический список

1. Аксёнова, Н. А. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин : учебное пособие для вузов : в 3 т. - Т. 1. / Н. А. Аксёнова, О. В. Рожкова. – Тюмень : ТИУ, 2016.
2. Биктагиров, К. М. Анализ эффективности применения смазывающих добавок к буровым промывочным жидкостям / К. М. Биктагиров, Н. А. Аксёнова, В. А. Федоровская // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: сборник материалов Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2017. - С. 133-138.

Научный руководитель - Аксёнова Н.А., канд. техн. наук, доцент

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Драницына Е.Г.

Нижевартровский нефтяной техникум

Аннотация

Цементация представляет собой нагнетание в скважины цементно-глинистого или цементного раствора разнообразной консистенции в зависимости от размеров трещин в скальных породах или пор в рыхлых грунтах, скорости фильтрационного потока и химического состава грунтовых вод.

Струйная цементация укрепляет почти весь диапазон грунтов – начиная с гравийных отложений и заканчивая мелкодисперсными илами и глинами.

Кроме этого, метод струйной цементации высоко предсказуем в плане достижения итогов (укрепления грунта). Это предоставит возмож-

ность уже на стадии проектирования и заключения подрядных договоров весьма точно рассчитывать прочностные и геометрические показатели создаваемой подземной конструкции.

Ключевые слова: цементирование скважин, реагенты для цементирования, струйная цементация, качество крепления колонн.

На сегодняшний день рынок услуг по цементированию газовых и нефтяных скважин можно охарактеризовать стабильностью и разнообразием. Вместе с крупными иностранными нефтесервисными организациями в РФ функционируют несколько самостоятельных отечественных фирм. Участники рынка стремятся в максимальной степени упрочить собственные позиции в нефтегазовой индустрии, при этом решая главную задачу – увеличение степени качества строительства скважин с целью стабилизации добычи полезных ископаемых в нефтегазовых провинциях.

Актуальность качества цементирования и необходимости сохранения коллекторских характеристик пласта при креплении скважины доказаны промышленным опытом и многими исследованиями. Производительность скважины может снизиться на 50-80% по причине проникновения фильтрата жидкостей в пласты из скважины во время ее крепления.

Цементирование обсадных колонн представляет собой необходимую и важную операцию во время сооружения скважины¹. Традиционные материалы и технологии, применяемые для крепления обсадных колонн, не всегда обеспечивают создание долговечной и надежной крепи в затрубном пространстве. Прежде всего, это можно отнести к герметизации направлений, технических колонн и кондукторов, которые располагаются в зоне залегания многолетнемерзлых пород.

Изменение температурного режима в скважинах может способствовать появлению нарушений в сплошности цементного камня с окружающими обсадными трубами и горными породами. Следовательно, при цементировании обсадных колонн скважин в зонах залегания многолетнемерзлых пород необходимо применять специализированные тампонажные растворы. Для таких растворов прогнозирование теплофизических характеристик играет значительную роль в разработке их состава с заданными заранее технологическими характеристиками.

В гидротехническом строительстве существующий ранее опыт создания завес говорит о том, что применяемые технологии, такие как цементационные (инъекционные) завесы, химическое уплотнение при помощи силикатизации, способ «стена в грунте», применение полимерных растворов, довольно сложны и требуют значительных материальных издержек.

¹ Адамович, А.Н. Цементация оснований гидросооружений / А.Н. Адамович. – 2-е изд., доп. – М.: Энергия, 1964. – С. 246.

В последнее время в гидротехническом строительстве получил распространение метод создания противодиффузионных завес (стенок) – метод струйной цементации (jet grouting). Данный метод основывается на использовании энергии раствора, который истекает в виде высоконапорной струи из сопла специального оборудования.

Надо сказать, что струйная технология является относительно новой и прогрессивной технологией, ее схема приведена на рисунке 1.

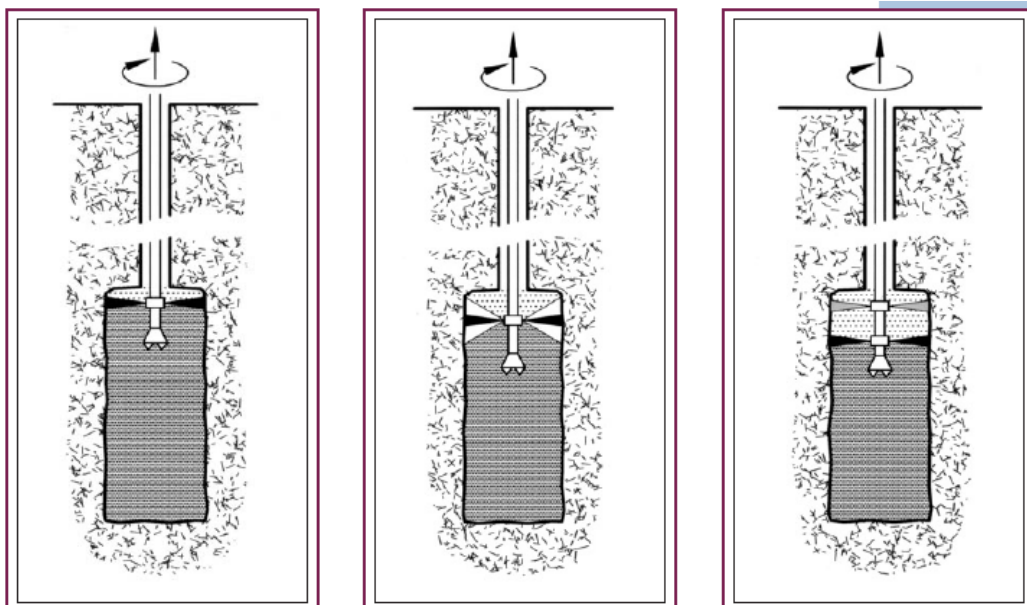


Рисунок 1. Схема струйной цементации. Струйная цементация:
а) однокомпонентная (раствор, обычно водоцементный);
б) двухкомпонентная (раствор + воздух; раствор + вода);
в) (раствор + воздух + вода)

Ламинарная струйная цементация может выполняться в двух вариантах – по тупиковой и сквозной схемам. При втором варианте струя прорезает массив грунта между заранее пробуренными скважинами, в первом случае же скважина используется, чтобы переместить мониторную головку и излив пульпы.

В оснащение комплекса машин для струйной цементации включена компьютерная система контроля технологических процессов. Четкая фиксация рабочих показателей цементационного процесса – база управления качеством и технологией цементации.

В отличие от обычной, струйная цементация характеризуется тремя особенными чертами: метод может быть применен для большинства не-скальных грунтов – от песка и мягкой глины до гравия; исходный пункт в процессе цементации полностью превращается в новый материал – грунтобетон, который характеризуется низкой способностью к деформациям, высокой прочностью и весьма низкой водопроницаемостью; свойства и геометрические размеры грунтобетонных элементов можно обоснованно

выбирать на этапе проектирования и экспериментально проверяться в ходе возведения сооружения².

Эффективность струйной цементации в значительной степени зависит от показателей грунтов основания. А именно, данный метод дает весьма удовлетворительные итоги для крупнозернистых грунтов, тогда как его применение для плотных глинистых грунтов обуславливает появление некоторых проблем, и метод почти не применяется для скальных пород. Хорошие итоги были достигнуты в результате цементации речных гравийно-галечных отложений, которые включали крупную гальку, поскольку пористость грунта дает возможность раствору легко проникнуть в грунт, а крупные фрагменты сами включаются в противofильтрационную завесу³.

Метод струйной цементации (не включая дополнительные мероприятия) не применяется в зонах, где имеется сильная фильтрация в грунтах, что может способствовать появлению ходов сосредоточенной фильтрации во время строительства и, как следствие, выносу из создаваемой завесы инъекционного раствора⁴.

Кроме этого, метод также не применяется на столь больших глубинах, на которых не представляется возможным с необходимой точностью контролировать расположение колонн для того, чтобы обеспечивать их взаимное пересечение. Известны позитивные итоги формирования противofильтрационных завес, которые получены на глубинах более 65 м⁵.

Заключение

Преимущества метода состоят в следующем:

- При нагнетании под давлением уплотняющий раствор характеризуется высокой избирательной способностью, что ведет к укреплению самых слабых зон грунтового массива, таким образом создавая однородный массив с высокой несущей способностью и жесткостью при наименьших расходах.
- Низкая себестоимость ведения технологических работ, но при этом высокая эффективность и мобильность.
- Превосходство по экономическим показателям устройства свайных оснований (дешевле в 1,5-2 раза).
- Отсутствие необходимости использования тяжелого ударного оборудования, которое вызывает динамические нагрузки.

² Адамович, А.Н. Закрепление грунтов и противofильтрационные завесы в гидроэнергетическом строительстве / А.Н. Адамович. – М: Энергия, 1980. – С. 96.

³ Бутт, Ю.М. Практикум по химической технологии вяжущих материалов: учеб. пособие / Ю.М. Бутт, В.В. Тимашев. – М.: Изд-во «Высшая школа», 1973. – С. 61.

⁴ Аллилуева, Е.И. Цемент для гидротехнических сооружений: исключение или правило? / Е.И. Аллилуева, Л.М. Гаркун // Специальные вяжущие. – С. 68-69.

⁵ Фурсов, Л.Ф. Заполнительная цементация в гидротехнических туннелях / Л.Ф. Фурсов. – М.: Изд-во Политехн. ун-та, 2012. – С. 83.

– Возможность применения внутри помещений реконструируемых и аварийных сооружений и зданий легкого современного оборудования, которое дает возможность проводить усиление оснований почти в любых помещениях, не нарушая состояния и целостности помещения.

Библиографический список

1. ГОСТ 10178-85. Портландцемент и шлакопортландцемент. Технические условия [Электронный ресурс] // Профессиональные справочные системы Техэксперт. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>. (дата обращения: 24.04.2018).
2. Адамович, А. Н. Цементация оснований гидросооружений / А. Н. Адамович. – Изд. 2-е, доп. – Москва : Энергия, 1964. – 514 с.
3. Адамович, А. Н. Закрепление грунтов и противофильтрационные завесы в гидроэнергетическом строительстве / А. Н. Адамович. – Москва : Энергия, 1980. – 319 с.
4. Аллилуева, Е. И. Цемент для гидротехнических сооружений : исключение или правило? / Е. И. Аллилуева, Л. М. Гаркун // Цемент и его применение. – 2007. - № 1. - С. 68-69.
5. Бутт, Ю. М. Практикум по химической технологии вяжущих материалов: учеб. пособие / Ю. М. Бутт, В. В. Тимашев. – Москва : Высшая школа, 1973. – 504 с.
6. Фурсов, Л. Ф. Заполнительная цементация в гидротехнических туннелях / Л. Ф. Фурсов. – Москва : Изд-во Политех. ун-та, 2012. – 569 с.

ВНЕДРЕНИЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Ершов Н.А., Анашкина А.Е.
Тюменский индустриальный университет

Аннотация

В статье рассматриваются телеметрические системы, преимущества и недостатки их использования. Предлагается новая модель телеметрической системы с целью увеличения механической скорости бурения.

Введение

При бурении нефтяных и газовых скважин всегда было актуальным увеличение механической скорости бурения скважин, и сокращение времени на технологические операции в открытом стволе скважины, после бурения и в кондукторе, и в эксплуатационной колонне.

Экономия времени происходит за счет рациональной покупки нового эффективного оборудования, которое в свою очередь совершенствуют технологию, ведущая к сокращению времени строительства скважины.

Например, внедряются новые телеметрические системы, позволяющие сократить время на геофизических исследованиях в открытом стволе скважины и в процессе окончательного каротажа скважины, или же рациональное использование систем и всего оборудования в целом.

Постановка задачи

Необходимость в смене телеметрической системы для бурения кондукторов в Восточной Сибири, с гидравлическим каналом связи, не позволяющая работать в оптимальном расходе промывочной жидкости.

В данный момент времени для бурения кондукторов в Восточной Сибири используется телеметрическая система с гидравлическим каналом связи MWD-650. Телесистема работает оптимально при расходе промывочной жидкости до 41 л/с. В условиях бурения кондуктора, когда расход бурового раствора может достигать до 65 л/с и выше, происходит повышенный износ скважинного оборудования, которое работает в предельных значениях расхода до 50 л/с.

Кроме этого на Талаканском месторождении имеется серьезная проблема с полной потерей циркуляции промывочной жидкости, не редки случаи подъема компоновки низа бурильной колонны.

Так для расчета на 2018 год в Восточной Сибири планируется пробурить 160 скважин. По информационному анализу принимается количество скважин без осложнений 80 за план для дальнейших расчетов.

Телеметрическая система MWD на положительных импульсах - предназначена для проведения инклинометрии скважин и получения информации об угле отклонителя в процессе бурения при использовании НУБТ.

Инклинометрия позволяет:

- Определить текущее положение забоя скважины
- Графически отобразить траекторию скважины
- Планировать направление скважины
- Обеспечивать ориентационную информацию для спуска других скважинных приборов

Предлагаемое решение и преимущества после внедрения

Замена телеметрической системы с гидравлическим каналом связи MWD-650 на MWD-1200 с целью увеличения скорости бурения кондукторов в Восточной Сибири.

С начала 2018 года в Восточной Сибири началось внедрение телеметрической системы MWD-1200 для бурения кондуктора. На данный момент пробурено 5 кондукторов с применением данной телесистемы.

По полученной информации сделан вывод, что применение данной телесистемы сокращает время бурения до 8 часов, в сравнении с MWD-650 при

одинаковых глубинах кондуктора. Сокращение времени бурения, происходит благодаря увеличению средней механической скорости бурения.

Ряд технологических преимуществ от внедрения MWD-1200 по сравнению с MWD-650

- Увеличение механической скорости бурения кондуктора на 30%
- Оптимальная работа с забойным двигателем
- Эффективное охлаждение долота
- Абразивная износостойчивость телеметрической системы MWD-1200 значительно выше MWD-650

В таблице 1 приводится расчет экономической эффективности от внедрения телеметрической системы MWD-1200 в Восточной Сибири. Экономический эффект достигается за счет увеличения механической скорости бурения кондуктора.

Таблица № 1

Расчет экономической эффективности

Показатели	Ед. изм.	Вариант
		Показатели и расчет
Стоимость оборудования	руб	5826810
Срок расчета	год	1
Количество оборудования	ед	3
Количество скважин	ед	80
Цена работы в 1 час ИТС (проводка)	руб	6300
Цена работы в 1 час буровой бригады	руб	17501
Экономия времени за счет увеличения средней механической скорости бурения кондуктора с MWD-1200 по сравнению с MWD-650 (среднее значение)	ч	8
Экономия средств за счет сокращения сроков бурения кондуктора на 1 скважину	руб	$(6300+17501)*8=190408$
Общее количество внедряемого оборудования	руб	$5826810*3=17480430$
Экономический эффект	руб	$(190408*80)-17480430=-2247790$

Заключение

Важным процессом является внедрение нового оборудования. Оно должно быть и рациональным, и одновременно технологичным, ведущим в итоге к увеличению технико-экономических показателей предприятия.

Проведя анализ по данным нововведениям, можно сделать вывод, что они полностью оправдают себя в производстве, за счет своих показателей.

Экономический эффект на 2018 год от внедрения телеметрической системы MWD 1200: -2 247 790 рублей.

Библиографический список

1. Бурение наклонных и горизонтальных скважин [Текст] : справочник / А. Г. Калинин [и др.]. – Москва : Недра, 1997. – 648 с.
2. Ганджумян, Р. А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. [Текст] / Р. А. Ганджумян, А. Г. Калинин, Б. А. Никитин. – Москва : Недра. - 2000. – 428 с.
3. Профили направленных скважин и компоновки низа буровых колонн [Текст] / А. Г. Калинин [и др.]. – Москва : Недра, 1995.

ОБЗОР ПРЕИМУЩЕСТВ БУРОВЫХ УСТАНОВОК С ВЕРХНИМ СИЛОВЫМ ПРИВОДОМ

Зорин М.Д.

Нишневартовский нефтяной техникум

Аннотация. В данной статье показаны преимущества буровых установок с верхним силовым приводом (ВСП) по сравнению с обычными системами для бурения скважин на нефть и газ.

Введение. В наше время цениться скорость выполнения работы, ее качество, доступность в сборке и эксплуатации систем. Этим обладают буровые установки с верхним силовым приводом.

Главной задачей исследования было сравнение буровых систем с верхним силовым приводом с обычными буровыми установками.

Постановка задачи. При роторном способе бурения нефтяных и газовых скважин проходка занимает около 29% от общего времени бурения, но инновационные технологии предлагают применение новых систем, таких как ВСП, способной значительно сократить строительства скважины, максимально механизировать процессы бурения, спускоподъемных операций (СПО), что приведет к сокращению затрат на процесс проводки скважины [1].

Результаты и обсуждение. Буровые установки с верхним приводом признаны одним из самых лучших изобретений в сфере бурения со времен внедрения стола ротора. Если будем сравнивать обычные буровые с буровыми, которые имеют систему с ВСП, то увидим, что вторые демонстрируют более высокую скорость бурения, а также уровень безопасности. Кроме того, на таких буровых намного реже происходят прихваты буровой колонны. Кроме того, данный тип бурения позволяет операторам бу-

ритель горизонты и пласты, которых невозможно достичь, поскольку они остаются недоступными для роторного бурения.

Преимущества и улучшенное регулирование процесса бурения скважины, а также проработка ствола скважины, безусловно, оправдывают финансовые издержки внедрения систем с ВСП.

Верхний силовой привод представляет собой подвижный вращатель, совмещающий функции ротора и вертлюга, оснащённый комплектом средств для работы с бурильными трубами при выполнении СПО. ВСП соединен с верхней частью бурильной колонны и передает крутящий момент на колонну и в то же время подает буровой раствор и поддерживает вес колонны (очень похож на работу обычного поворотного шарнира); поэтому верхний привод иногда называется «поворотным приводом». Буровой вращательный момент, который развивает верхний приводной двигатель, принимается направляющей или направляющей рельса и передается на мачту или под основание.

Верхний дифференциал системы привода от вертлюга с приводом (вертлюг с приводом от двигателя) находится в манипуляторе для работы с трубами, который непосредственно подключен к нижней части верхней приводной передачи. Манипулятор для работы с трубами управляется оператором дистанционно и устанавливает, и разъединяет нижнее соединение верхнего привода для передачи крутящего момента на бурильную колонну без необходимости ручных операций.

По мере того, как при бурении верхний привод продвигается вниз и приближается к полу буровой, вращение и циркуляция останавливаются, на трубу помещаются канаты для поддержки веса бурильной колонны, и верхний привод отсоединяется от колонны бурильщиком с помощью манипулятора для работы с трубами. Затем бурильщик поднимает блоки, и тем самым и верхний привод, на уровень магазина для труб на полках для верхового, где на элеватор под бурильные трубы, свешивающийся с верхнего привода, подается другая колонна (примерно 30 м). Эта колонна поднимается и вводится в колонну бурильных труб, затем верхний привод опускается до уровня, когда приводная система входит в зацепление с соединительным механизмом колонны труб. Включается двигатель верхнего привода, он вращает приводное основание, и одновременно осуществляется соединение с верхней и нижней частью свечи бурильных труб. На полу буровой для предотвращения вращения буровой колонны при установлении соединения применяется один задерживающий ключ. После надежного соединения канаты можно снять, циркуляцию возобновить и верхним приводом можно продолжать бурение при вновь опущенной на пол колонне. Весь процесс, с момента помещения канатов на колонну, добавления новой свечи бурильных труб, соединения и снятия канатов, что позволяет возобновить бурение, как правило, занимает менее 90 секунд [2].

Крупнейшие создатели мировых систем с верхним силовым приводом продолжают внедрять свои передовые технологии. Проектировщики и буровые компании осознали преимущества буровых установок с ВСП.

Технология, использующая ВСП, обеспечивает повышенную скорость, безопасность работ, а также достигается экономия времени. При прохождении пластов со сложными геологическими условиями обеспечивается предотвращение прихвата. Бурение через плотные породы, процесс циркуляции и расхаживание ствола происходят со значительной экономией времени и без использования квадрата (ведущей трубы).

Значительные преимущества бурения с ВСП позволяют обезопасить работу, уменьшить количество вращающихся узлов, снизить число соединительных частей бурового инструмента, обеспечить возможность быстрой подачи бурового раствора в скважину при СПО.

Буровые системы с верхним приводом TDS 9S, используемые не только на крупных морских месторождениях, но и на суше значительно увеличили возможности бурения и для морских платформ и небольших пропластках на суше.

При проектировании систем ВСП решение проблемы громоздкой привязки систем с верхним приводом была решена, и помимо уменьшения размеров оборудования, его привязки к стандартным вышкам 41-43 метра, были учтены аспекты монтажа, компактности и снижения затрат на оборудование. Модернизации был подвергнут буровой двигатель. По сравнению с большими и мощными двигателями постоянного тока, данная система с верхним приводом эксплуатируется с применением двух небольших двигателей переменного тока, которые могут обеспечить улучшенные характеристики по скорости и крутящему моменту. Также двигатель переменного тока не требует наличия коммуникационной системы и щеток, что позволяет обходиться без сложной искробезопасной системы охлаждения [3].

Крутящий момент, который создается двумя двигателями переменного тока мощностью 257 кВт каждый, практически равен моменту создаваемого одним двигателем постоянного тока мощностью 809 кВт. Эти двигатели создают максимально номинальный крутящий момент при переходе от зависания к максимальной скорости.

Двигатели, работающие от переменного тока напряжением 600 и 480 вольт, могут вырабатываться силовыми приводами буровой установки и преобразовываться от постоянного тока напряжением 750 вольт и передаваться непосредственно от линии высоковольтных передач. Подобные изменения к лучшему позволили привязать систему практически к любой системе электроснабжения. Упрощение и облегчение направляющей балки позволило обеспечить быструю установку системы без модификации мачты высотой 43 метра, обеспечивается зазор в 3,6 метра и благодаря этому не требуется дополнительных затрат. Реактивный крутящий момент пере-

дается не на мачту, а вдоль направляющей и распорной балки уходит на раму и верхнее основание [3].

Система TDS 9S грузоподъемностью 400 т является 9-ой модификацией значительной серии буровых систем и предназначена для эксплуатации на малых и средних буровых установках.

Данная усовершенствованная система уменьшает первоначальные затраты и эксплуатационные расходы. Оптимизированные характеристики системы, работающей на переменном токе, обеспечивают безопасное использование двигателя для свинчивания/развинчивания соединений, что исключает использование трубного ключа, а значит, упрощается система, снижается ее вес и стоимость.

Применена простая система охлаждения, которая позволяет обойтись без обслуживающего контура, насосов и промежуточных охладителей. Время монтажа системы – не более 8 часов, т.к. частично монтажные работы выполняются до того, как система будет доставлена на место установки. Подсоединение к обслуживаемому контуру подготавливается узел быстросъемных соединений или распределительная коробка.

Заключение: система TDS 9S удовлетворяет потребностям буровых компаний, работающих в различных континентальных условиях. Хотя наиболее существенным недостатком ВСП является несоответствие его электрических параметров параметрам отечественной электрической сети, что приводит к необходимости использования дополнительного модуля частотного регулирования электродвигателей, ВСП – это мощная, компактная и мобильная буровая платформа, обладающая приемлемой стоимостью и теми же характеристиками что и крупные приводные системы [3].

Таким образом, технология бурения с ВСП не только доказала свою эффективность – теперь она представлена в виде новой, высококомбинированной и экономичной системы.

Библиографический список

1. Нуриманов, К. И. Оценка эффективности верхнего силового привода буровой установки / К. И. Нуриманов // Проблемы и перспективы технических наук : сб. ст. Международной научно-практической конференции (8 мая 2015 г., г. Уфа). - Уфа, 2015. – С. 147-149.
2. Уилкерсон, Дж. П. Техника горизонтального бурения в заливе Прудхо на Аляске : доклад Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров № 000 / Дж. П. Уилкерсон, Дж. Х. Смит ; компания Standard Oil Production Co. ; компания Standard Alaska Production Co. = Wilkerson J. P. Horizontal Drilling Techniques at Prudhoe Bay, Alaska / J. H. Smith ; Standard Oil Production Co. ; T. O. Stagg; D. A. Walters ; Standard Alaska Production Co.

3. Наука и технологии. Добыча и переработка. Буровые системы с верхним приводом [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/view/999-Burovye-sistemy-s-verhnim-privodom>.

Научный руководитель – Скобелев С.А., преподаватель

ИССЛЕДОВАНИЕ КОМБИНИРОВАННОГО СПОСОБА ОЧИСТКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

Кодзоев М.А.М., Григорян А.Р.
Тюменский индустриальный университет

Проблема. АСПО в НКТ снижают производительность скважин, увеличивают износ оборудования, расходы электроэнергии и давление в выкидных линиях. Поэтому борьба с АСПО - актуальная задача при интенсификации добычи нефти. Удаление АСПО достигается путем чистки поверхности труб и оборудования механическими скребками, тепловой и химической обработкой скважин.

Очистка НКТ производится также при проведении капитального или текущего ремонта скважин путем ее извлечения из скважины и проведения очистки и дефектации на ремонтных предприятиях.

Но извлечение и последующий спуск НКТ достаточно трудоемкий процесс, кроме временных и финансовых затрат он влечет за собой и снижение ресурса НКТ (резьбовых соединений). А извлечение НКТ из скважин с фонтанным и газлифтным способом добычи нефти является нецелесообразным, особенно на шельфовых скважинах, так как влечет за собой прекращение добычи нефти. Следовательно, чем реже будет извлекаться НКТ из скважины, тем ниже будет себестоимость добычи. Особенно это актуально для месторождений с высоковязкими и парафинистыми нефтями, где очистка НКТ требуется раз в месяц, а иногда и чаще.

Основной метод, которые на сегодняшний день применяются для очистки НКТ без их извлечения из скважины и без остановки добычи нефти - это механический, а основной способ - скребковый. Поэтому развитию этого направления механической очистки скважин посвящено основное количество патентов.

Предложение

В качестве альтернативного метода очистки отложений АСПО на месторождениях предлагается использование устройства состоящего из двух основных частей: наземный ультразвуковой генератор и скважинный ультразвуковой скребок (СУС). Для краткости в дальней-

шем будем наименовать это устройство: комплекс ультразвуковой очистки труб (КУОТ).

Задачей, решаемой предлагаемым устройством, является очистка поверхности НКТ, способствующая увеличению межочистного периода, с возможностью обработки НКТ без остановки нефтедобычи и без создания аварийных ситуаций. Особенно это актуально для скважин с фонтанным и газлифтными способами добычи, а также скважин, оборудованных штанговыми насосами.

Технический результат предлагаемого технического решения заключается в повышении эффективности и экономичности операции по очистке НКТ.

Под эффективностью понимается качество очистки поверхности НКТ, способствующее увеличению межочистного периода, возможность обработки НКТ без остановки нефтедобычи и без создания аварийных ситуаций. Особенно это актуально для скважин с фонтанным и газлифтными способами добычи, а также скважин, оборудованных штанговыми насосами.

Под экономичностью операции понимается снижение затрат на очистку НКТ и снижение эксплуатационных затрат на скважину в целом.

Заключение

Современное состояние решения проблемы очистки нефтепроводов не позволяет с высокой точностью прогнозировать образование АСПО и гидратов, а также подбирать наиболее эффективные методы их очистки в зависимости от состояния труб и характеристик перекачиваемой нефти.

Библиографический список

1. Пат. 2495232 Российская Федерация, МПК E21B37/02. Способ очистки колонны лифтовых труб от асфальтосмолопарафиновых отложений / Галимов А. М., Денисламов И. З., Еникеев Р. М., Ибрагимов Ш. М., Нагимуллин А. Р., Фархутдинов Ф. М.; патентообладатель Денисламов И. З., Галимов А. М. - № 2012130714/03; заявл. 17.07.2012; опубл. 10.10.2013, Бюл. № 28.
2. Антипьев, В. И. Определение периодичности очистки нефтепроводов от отложений парафина / В. И. Антипьев // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. – № 9. – С. 22-24.
3. Причины снижения и пути восстановления пропускной способности нефтепровода Каменный Лог – Пермь / А. И. Анциферова [и др.] // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1971. – № 9. – С. 5-7.
4. Арменский, Е. А. Исследование процесса выпадения и растворения парафинистых отложений в нефтепроводах [Рукопись] : дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Е. А. Арменский. – Уфа, 1970. – 170 с.

5. Пат. 2527549 Российская Федерация, МПК E21B37/02. Устройство для очистки внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы / Александров А. В., Крупин Г. Г.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "Дебит-Е". - №2013134927/03; заявл. 23.07.2013; опубл. 10.09.2014, Бюл. № 25.

Научный руководитель - Ваганов Ю.В., канд. техн. наук, доцент

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Колосов Е.А.

Тюменский индустриальный университет

Составными частями геолого-технических мероприятий, направленных на повышение продуктивности обводнившихся добывающих скважин, являются ремонтно-изоляционные работы (РИР) по ограничению притока закачиваемых и пластовых вод, одной из которых является селективная изоляция водопритока.

Сущность метода селективной изоляции заключается в создании фильтрационного сопротивления в водопромытом интервале прискважинной зоны пласта (ПЗП) за счет образования осадка сульфата кальция или алюминия. Процесс седиментации осадка на скелете породы происходит вследствие реакции жидкого стекла с хлоридами щёлочноземельных металлов. Эффективное воздействие этой седиментированной системы происходит за счет снижения фазовой проницаемости по воде с предварительной закачкой гидрофобизатора.^[1]

Метод селективной изоляции

Метод селективной изоляции обеспечивает простоту технологических решений и низкие эксплуатационные затраты на их реализацию. Эффективность данной селективной изоляции в значительной мере зависит от учета геолого-физической характеристики состояния ПЗП скважины и месторождения в целом.

Данный метод по селективной изоляции основан на применении закачки под давлением водных растворов химических реагентов в пласт.^[2]

Метод реализуем при следующих геолого-физических характеристиках пластов:

- проницаемость 20 – 800 мДарси;
- пористость 13 – 27%.

Подготовка скважин перед работами

Скважину обследуют, чтобы:

- а) установить место и характер смятия, слома или продольного разрыва эксплуатационной колонны;
- б) определить местоположение и состояние труб, оборудования, различных приспособлений, а также посторонних предметов в стволе скважины;
- в) выявить в скважине песчаные и цементные пробки, а также различные отложения на стенках эксплуатационной колонны;
- г) проверить состояние фильтра скважины.^[3]

Применяемые материалы для изоляции

Селективностью метода является его способность избирательно снижать продуктивность обводненных интервалов в большей степени, чем нефтенасыщенных. Чем больше степень снижения продуктивности притока пластовых вод, тем выше селективность метода.

Разрабатывались также селективные методы, основанные на использовании в качестве изоляционных реагентов пересыщенных растворов твердых углеводородов (парафин, церезин, озокерит) в керосине, парафиновых отложений в нефти, латекса, натриевых солей нафтеновых кислот.

В качестве водоизолирующего материала из акриловых водорастворимых полимеров используются в основном полиакрилонитрил (гипан) и полиакриламид (ПАА). Они растворяются в нефти и находятся в твердом состоянии при контакте с пластовой водой.^[4]

Требования к скважинам-кандидатам для проведения работ по селективной изоляции

Основными требованиями к скважинам - кандидатам для селективной изоляции являются:

- высокая степень обводнения добываемой продукции;
- ухудшение фильтрационных характеристик ПЗП за счет высокой обводненности;
- герметичность эксплуатационной колонны и целостность цементного кольца в интервале продуктивного пласта;
- отсутствие осадка в интервале перфорации и зумпфе (не менее 4-5м.);

Для селективной изоляции по данной технологии подбираются скважины с обводнением выше 50%.^[5]

Технические средства и материалы

Для проведения селективной изоляции по настоящей технологии требуется следующее наземное оборудование:

- цементируемый агрегат ЦА-320, АН-700 ТУ26-02-706-76.....2;
- автоцистерна АЦ-10,8,4ЦР ТУ26-16-99-79.....2;
- паропередвижная установка ППУ1;
- осреднительная емкость ТУ 26-02-232-70.....1;

Из подземного оборудования требуется:

- насосно-компрессорные трубы (НКТ) марки «К»;
- пакерующее устройство (пакер «ПИМ», пакер «САМСО» и т.п.).....1;
- посадочное седло для опрессовки НКТ.....1;

Материалы и химические реагенты для проведения селективной изоляции ^[1]

№ п/п	Наименование	Расход на 1 скв.-операцию, т
1	Сульфат натрия ТУ48-0318-066-90 или сульфат алюминия	14,0
2	Хлористый кальций технический ГОСТ 450-77 ТУ-48-10-509-78	18,0
3	Гидрофобизатор БС-3000	1,2
4	Жидкое стекло ГОСТ 13078-81	8,0
5	Эмультал	1,6

Технология ограничения водопритока добывающих скважин

Перед обработкой добывающей скважины необходимо провести на скважине промыслово-геофизические и гидродинамические исследования. После получения результатов исследований и перед проведением изоляционных работ составляется технологический план работ. Определяется гидродинамическая связь с пластом. ^[1]

Насосно-компрессорные трубы с пакерующим устройством должны быть установлены на 1 - 3 м ниже нижних отверстий интервала перфорации, пакерующее устройство - на глубине не менее 100 м выше верхних отверстий интервала перфорации. Нефть для приготовления водоизолирующих растворов должна завозиться с пункта обезвоживания и не должна содержать воды более 1%. Перед производством РИР определяется герметичность НКТ, устьевого оборудования и нагнетательных линий. ^[6]

При приемистости пласта менее 100 м³/сут. производятся работы по увеличению гидродинамической связи с пластом методом кислотной обработки ПЗП с последующим извлечением продуктов реакции в соответствии с РД - 39-2-1217 "Инструкция по освоению и исследованию добывающих скважин на месторождениях Западной Сибири". ^[1]

Технология работ по ограничению водопритока в добывающей скважине осуществляется в следующей последовательности технологических операций:

1. Закачать в НКТ в качестве буфера техническую воду в объеме 1 м³. Приготовить водный раствор сульфата натрия концентрацией 20%, жидкого стекла концентрацией 3% и гидрофобизатора из расчета 8 м³ раствора на 1 м обводнившегося интервала продуктивного пласта.

2. Посадить пакер на проектной глубине, закрыть затрубную задвижку и продавить закаченный раствор на приемистость в пласт при давлении не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны. Закачать буфер в объеме 1 м³ технической воды.

3. Закачать по НКТ раствор хлористого кальция плотностью 1,20 г/см³ из расчета 1,5 м³ на 1 м обводнившегося интервала.

4. Продавить раствор хлористого кальция закачкой технической воды с циклической разрядкой скважины через каждые 500 литров прода-

вочной жидкости. Остановить закачку, закрыть все задвижки и оставить скважину на реагирование на время 20 — 24 часа.

В случае осложнения освоения скважины (пробка в НКТ, межтрубном пространстве из продуктов реакции) осуществляется закачка водного раствора соляной кислоты концентрацией 1,5-2%.

Освоение скважины необходимо производить с постоянным контролем гидродинамических параметров пласта (КВУ, КВД и т.д.) После освоения и промывки скважины от продуктов реакции проводится комплекс гидродинамических (ИК, КВД) и геофизических исследований.

Объемы и концентрация химических реагентов на 1м обводнившего интервала продуктивного пласта приведены в таблице 2.^[1]

Таблица № 2

Объемы и концентрация химических реагентов

Раствор хлористого кальция			
1 этап		2 этап	
Объем, м ³	Концентрация, %	Объем, м ³	Концентрация, %
2,0	18	3,0	20

Объемы и концентрация растворов сульфата натрия, жидкого стекла, гидрофобизатора приведены в таблице 3^[1]

Таблица № 3

Объемы и концентрация химических реагентов

Раствор сульфата натрия, жидкого стекла, гидрофобизатора					
Na₂S₀₄		Жидкое стекло		Гидрофобизатор	
Объем, м ³	Концентрация, %	Объем, м ³	Концентрация	Объем, м ³	Концентрация
8,0	20	...	14	100,0	1

Оценка эффективности работ по ОВП

Для оценки эффективности работ по ограничению водопритока (ОВП) используются следующие геолого-промысловые параметры:

- дебит жидкости, м³/сут.;
- дебит нефти, т/сут.;
- обводненность продукции скважины, %.

Успешными считаются работы, в результате которых в добывающей скважине произошло снижение содержания воды в продукции скважины при условии увеличения дебита нефти.^[4]

Исходя из вышеизложенного можно перечислить преимущества селективной изоляции для осуществления РИР:

- простота технологических решений и низкие эксплуатационные затраты на их реализацию;

- эффективность селективной изоляции в значительной мере зависит от учета геолого-физической характеристики состояния ПЗП скважины и месторождения в целом;
- технология успешно опробована на Мегионском, Самотлорском, Ершовом, Новомолодежном и Урьевском месторождениях в условиях терригенных коллекторов.

Библиографический список

1. Селективная изоляция водопритока добывающих скважин ОАО "СНГ" : технологический регламент. - 2012.
2. Клещенко, И. И. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин / И. И. Клещенко, А. В. Григорьев, А. П. Телков ; под. ред. А. П. Телкова. – Москва : Недра, 1998. - 266 с.
3. Клещенко, И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 386 с.
4. Юмадилов, А. Ю. Изоляция пластовых вод / А. Ю. Юмадилов. – Москва : Недра, 1976. – 111 с.
5. Блажевич, В. А. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений / В. А. Блажевич, Е. Н. Умрихина, В. Г. Уметбаев. - Москва : Недра, 1981. – 237 с.
6. Развитие технологий ограничения водопритока в добывающие скважины / Г. С. Дубинский [и др.] // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. - 2012. - № 1(5).

Научный руководитель – Клещенко И.И., д-р геол. - минерал. наук, профессор

ПРОБЛЕМЫ ГЕРМЕТИЧНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОН

Корецкий К.Э.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Обсадные колонны весь период эксплуатации подвергаются воздействию различных механических нагрузок, давления нефтяной жидкости, газа, а также подвержены влиянию изменению температуры и давления. Принимая во внимание тяжелые условия работы, необходимо обеспечить герметичность соединения обсадной трубы.

Герметичность резьбовых соединений труб – это свойство, позволяющее при избыточном давлении и в течение долгого времени не допускать их проницаемость [1,3].

Герметичность может достигаться разными способами. Одним из них, является использование дополнительных уплотнительных элементов. Вторым, применение различных резьбовых смазок. Смазка наносится перед сборкой обсадных труб и должна заполнить зазоры. Также одной из главных функций является предотвращать заедания резьбовых соединений труб.

Поэтому к смазкам, обеспечивающим герметичность соединения обсадных труб, предъявляют следующие требования: покрывающая способность (равномерность распределения), постоянство нахождения на поверхности, заданная вязкость, предотвращение заеданий резьбовых зубьев.

Для обеспечения герметичности обсадных колонн необходимо обеспечить условие сохранности смазки. Так как она может быть выдавлена избыточным давлением из резьбы, что сразу приведет к потере герметичности резьбового соединения. Таким образом, смазка должна обладать следующими свойствами:

1) максимальной подвижностью (низкой вязкостью) в момент свинчивания резьбовых соединений, что обеспечивает надежное заполнение смазкой всех зазоров.

2) минимальной подвижностью (высокой вязкостью) при нагружении резьбового соединения избыточным давлением[2].

То есть смазка в разное время: в момент эксплуатации и в момент нанесения должна обладать противоположными свойствами, что является трудной технической задачей. Современные смазки имеют ряд существенных недостатков: низкая технологичность, невозможность автоматизации процесса нанесения, недостаточные антизадирные свойства, токсичность, невозможность использования при отрицательных температурах окружающей среды и, самое главное, практически полная неразъемность резьбовых соединений. Необходимо улучшить эти свойства. Особенно актуальным является решение этой проблемы в период импортозамещения.

Поэтому мы предлагаем рассмотреть одно из инновационных решения данной проблемы, так называемую, технологию чистого свинчивания (Clear Make Up Technology) или СМТ.

Технология чистого свинчивания одна из новейших технологий при монтаже буровых колонн. Она заключается в нанесении смазки в заводских условиях, что обеспечивает сухое долговечное свинчивание без нанесения дополнительных смазок. Также технология обеспечивает герметичность после нескольких развинчиваний.

Достоинства технологии чистого свинчивания:

- нет необходимости применять уплотнительные смазки при сборе обсадных колонн;
- улучшить качество сборочных работ при монтаже обсадных колонн;
- исключить утечки смазки;
- предотвратить очистку ствола скважины

- уменьшает время на 15%, потраченное на монтаж обсадной колонны и на спуск, т.е. снижает трудоемкость работ;
- исключить операции последующего удаления с резьбы паром или растворителями консервационных смазок,
- исключить операции нанесения консистентных резьбоуплотнительных смазок, которые перед нанесением в зимнее время сами должны быть соответствующим образом разогреты;
- технология улучшает условия труда при выполнении работ;
- снижает травматизм при буровых работах.

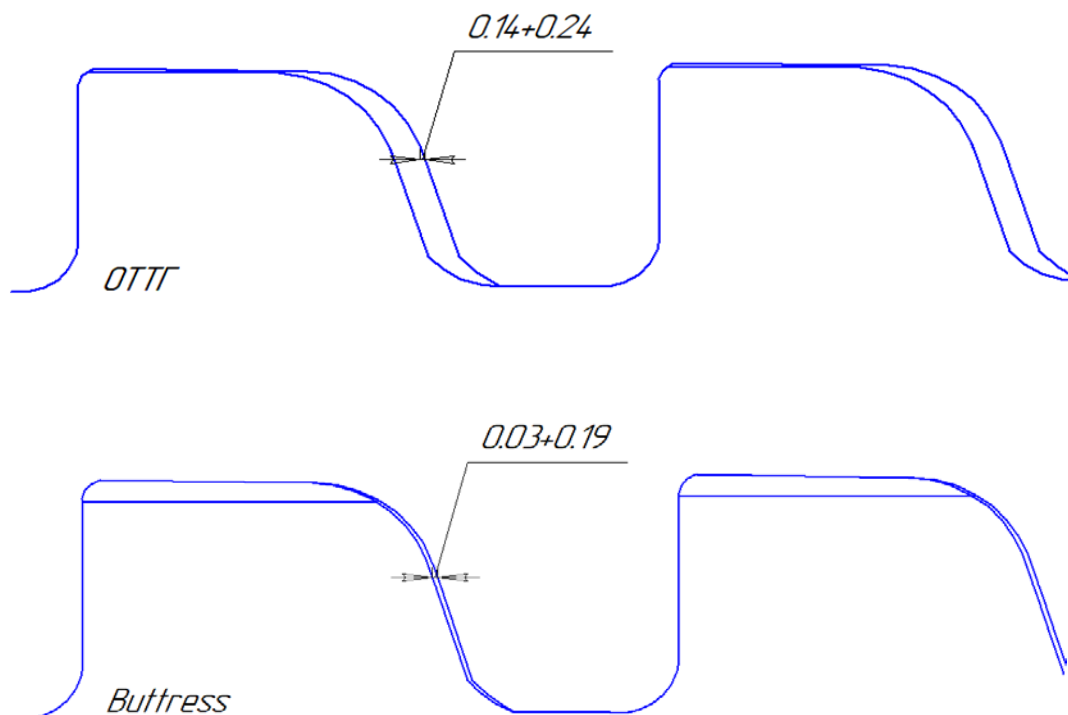


Рисунок 1. Конструктивные и технологические зазоры в резьбе Баттресс и ОТТГ (ОТТМ) (мм)

В настоящее время технология чистового свинчивания проходит этап внедрения в нефтяных компаниях России. По нашему мнению необходимо распространять инновационный опыт на всю отрасль.

Библиографический список

1. Емельянов, А. В. Новое решение проблемы герметичности резьбовых соединений обсадных колонн с использованием технологии чистового свинчивания [Электронный ресурс] / А. Емельянов, А. Токарев // Бурение и нефть. – 2012. – № 2. – Режим доступа : <http://burneft.ru/archive/issues/2012-02/14>. Дата обращения. 08.04.2018.
2. Ряховский, А. В. Мониторинг скважины. Технология предупреждения межколонных давлений в скважинах. Контроль герметичности устьевых

уплотнителей обсадных колонн / А. В. Ряховский // Бурение и нефть. - 2013. - № 11. - С. 20-24.

3. Савельева, Н. Н. Конструкторско-технологическая подготовка студентов машиностроителей на основе электронных образовательных ресурсов / Н. Н. Савельева, М. Н. Боголюбова, П. Ю. Проскуряков // Фундаментальные исследования. - 2012. - № 6-2. - С. 388-391.

4. Пат. 568380 СССР, МПК E21B17/042. Резьбовое соединение для обсадных труб / Норио Мацуки.; патентообладатель Сумитомо Метал Индастриз Лимитед. - № 1899518/03; заявл. 30.03.1973; опубл. 05.08.1977, Бюл. № 29.

5. Пат. 2163654 Российская Федерация, МПК E21B17/042 E21B17/08 F16L15/00. Способ герметизации конических резьбовых соединений труб / Калинин О. Б., Родзянко Е. Д.; патентообладатель Акционерное общество закрытого типа научно-производственное предприятие «Нефтетрубосервис». - № 99117407/03; заявл. 10.08.1999; опубл. 27.02.2001, Бюл. № 6.

6. Пат. 2499876 Российская Федерация, МПК E21B17/02. Устройство для дополнительной герметизации муфтовых и конических трубных резьбовых соединений / Копылов Г. А., Фёдорова Н. Г.; патентообладатель Копылов Г. А., Фёдорова Н. Г.; заявл. 19.06.2012; опубл. 27.11.2013.

Научный руководитель - Савельева Н.Н., канд. пед. наук, доцент

КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОЦЕНИВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА

Косьянов П.М., Краснов В.Г.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Аннотация: В работе представлены результаты исследований нетрадиционных способов бурения при помощи устройства «Буровой инструмент», преобразующего воду в пар, а энергию пара в энергию вращения. Количественно оценены скорости истечения пара из сопел устройства, реактивные силы, возникающие в устройстве и крутящий момент, действующий на устройство со стороны сил. Показаны пути оптимизации параметров устройства. Показаны актуальность и перспективы разработки данного способа за счет повышения нефтеотдачи пластов и эффективности нефтедобычи.

Ключевые слова: буровой инструмент, скорость истечения пара, реактивная сила, крутящий момент, вязкая нефть, паротепловое воздействие, нефтеотдача.

Введение

В работах [1,2] рассмотрены нетрадиционные способы бурения, в частности устройство «Буровой инструмент». Устройство «Буровой инструмент» относится к устройствам для образования скважин, преимущественно горизонтальных, наклонных и применимо для исполнительных механизмов вращательного бурения, защищено патентом РФ [3].

Буровой инструмент содержит корпус с внутренней полостью. Снаружи корпус снабжён твёрдосплавными вставками. Корпус установлен с возможностью вращения на оси. Внутренняя полость корпуса связана с атмосферой каналами, выполненными тангенциально к оси корпуса. В оси корпуса имеются каналы. Один канал выполнен по центру и имеет сообщение с внутренней полостью корпуса. Ещё, по меньшей мере, один канал выполнен вдоль оси не по центру. Этот канал имеет, по меньшей мере, одно отверстие, предназначенное для постоянного сообщения с внутренней полостью корпуса. Ось внутри снабжена клапаном для своих каналов. Этот клапан имеет возможность выполнять функции поршня. Также этот клапан обеспечивает связь каналов оси между собой и внутренней полостью корпуса. Внутри корпуса имеется нагреватель. Нагреватель предназначен для преобразования воды в пар, а также для обеспечения возможности перемещения клапана с функцией поршня. Специально предназначенный для этого фиксатор ограничивает возможность такого перемещения. Механическая работа совершается за счёт генерирования энергии пара внутри корпуса бурового инструмента и использования этой энергии посредством выходных каналов корпуса.

Сущность полезной модели поясняется на рис.1.

Устройство для образования скважин «Буровой инструмент» содержит корпус 1. Корпус 1 имеет внутреннюю полость. Корпус 1 снаружи снабжён твёрдосплавными вставками 2. Внутренняя полость корпуса 1 посредством каналов 3 выполненных тангенциально к оси корпуса, связана с атмосферой. Корпус 1 установлен с возможностью вращения на оси 4. В оси 4 выполнены: центральный канал 5, периферийные каналы 6. Канал 5 предназначен для входа воды. Каналы 6 имеют выходы 7 обеспечивающие сообщение каналов 6 с внутренней полостью корпуса 1. Во внутренней части корпуса 1 каналы 5, 6 оси 4 закрыты клапаном-поршнем 8, который удерживается фиксатором 9 выполняющим роль ограничителя. Фиксатор 9 связан жёстко с упором 10 нагревательного элемента 11 установленного в корпусе 1 и подключенного к вводам 13 электросети. Возможность перемещения фиксатора 9 ограничена клапаном-поршнем 8, упором 10 и сквозным пазом в оси 4. Кроме того, сквозной паз в оси 4 обеспечивает сообщение внутренней полости корпуса 1 и пространства над клапаном-поршнем 8. Нагревательный элемент 12 также установлен в корпусе 1 и подключен к вводам электросети 13. Нагревательные элементы 11, 12 выполнены таким образом, что допускают перемещение пара внутри корпуса 1.

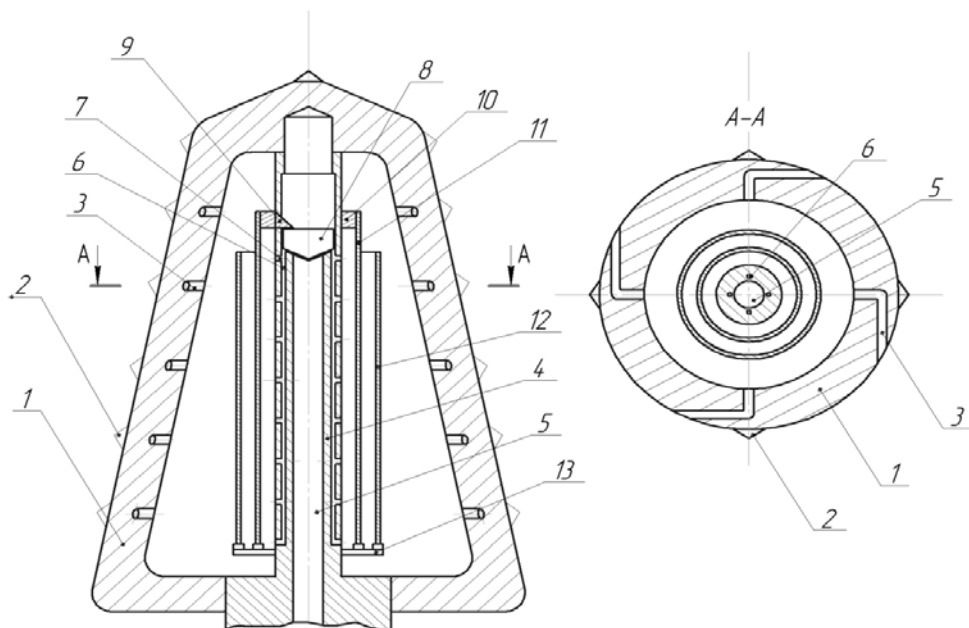


Рисунок 1. Устройство для получения и реализации механической энергии

Принцип работы

Функционирование бурового инструмента происходит в следующей последовательности. При подаче напряжения к нагревательным элементам 11, 12 последние разогреваются, увеличиваются линейно. Линейное увеличение нагревательного элемента 11 приводит к тому, что упор 10 сдвигается. Соответственно, вдоль сквозного паза в оси 4, сдвигается жёстко связанный с упором 10 фиксатор 9. Под напором воды в канале 5 сдвигается клапан-поршень 8. Вода заполняет полость, освобождённую клапаном-поршнем 8, и попадает в каналы 6. Далее вода через выходы 7 из каналов 6 попадает на нагревательный элемент 11 и начинает испаряться. Нагревательный элемент 12 подогревает пар, что используется для повышения эффективности. Давление внутри корпуса 1 увеличивается. В результате увеличения давления в полости корпуса 1 и соответственно в пространстве над клапаном-поршнем 8 последний возвращается в исходное положение, при этом происходит подача воды в каналы 6 и интенсивный впрыск воды на нагревательный элемент 11. Обильное испарение воды на нагревательном элементе 11 приводит к образованию рабочего тела – пара внутри корпуса 1. Дополнительно, в случае использования нагревательного элемента 12 происходит перегрев пара, что повышает эффективность. По каналам 3 рабочее тело истекает наружу, создавая вращательный эффект, за счёт силы давления рабочего тела на стенки скважины и реактивной силы. Поворот корпуса 1 приводит к разрушению грунта твердосплавными вставками 2, т.е. совершению работы. После испарения воды на нагревательных элементах, последние остывают и принимают прежний линейный

размер, т.е. система возвращается в исходное положение и затем процесс может повторяться.

Оценивание параметров устройства

За счёт генерирования энергии пара внутри корпуса бурового инструмента и использования этой энергии посредством выходных каналов корпуса обеспечивается совершение механической работы. Это исключает потери на транспортирование пара.

Пусть некоторая система выбрасывает часть своей массы, а выброшенная часть изменяет при этом свой импульс, тогда на систему действует реактивная сила, равная изменению импульса выброшенной части за единицу времени. Крутящий момент устройства возникает под действием реактивных сил, при истечении пара из горизонтальных выходных каналов - сопел. В [2] были определены давление - p и температура - T пара при испарении заданной массы воды, но для расчета реактивных сил - F_p и крутящего момента - M_k , необходимо сначала определить скорость истечения пара из сопел устройства, рис. 2.

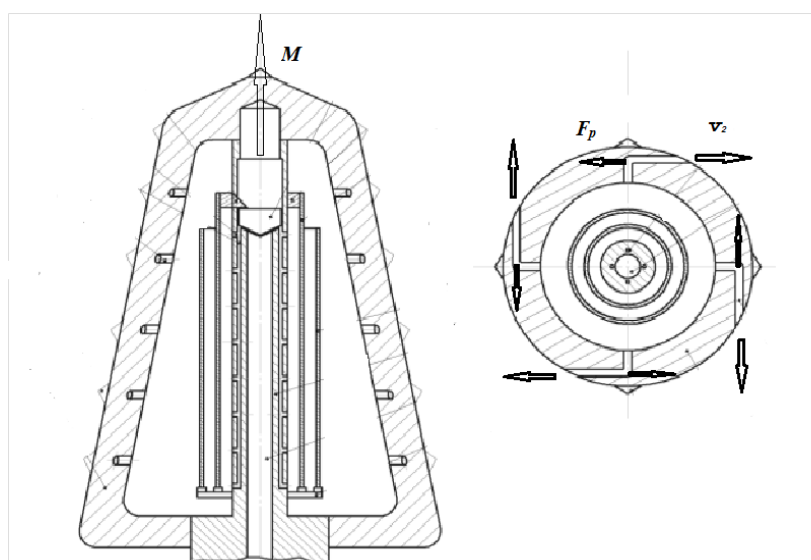


Рисунок 2. Истечения пара из сопел со скоростью v_2 , возникающие реактивные силы F_p и крутящий момент (момент сил) M действующие на устройство

При испарении 1 кг воды в течении 1 секунды, внутри полости устройства объемом $V=10^{-3}$ м³, давление перегретого пара перед соплом $p_1 = 460 \cdot 10^5$ Па, температура $T=998$ К.

Давление за соплом $p_2 = 10^5$ Па. Отношение давлений в окружающей среде и перед соплом $\beta = p_2 / p_1 = 2,17 \cdot 10^{-3}$,

Критическое значение отношения (при звуковом истечении пара) определяется выражением [4,5]:

$$\beta_{кр} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (1)$$

Где k – показатель адиабаты истечения, для перегретого пара $k = 1,29$ и соответственно $\beta_{кр} = 0,547$.

Поскольку $\beta \ll \beta_{кр}$ в данном случае истечение сверхзвуковое.

Скорость на выходе из сопла для реального газа определяется выражением [6]:

$$v_2 = \sqrt{2(i_1 - i_2)} \quad (2)$$

где: i_1 – энтальпия пара на входе сопла; i_2 – энтальпия пара на выходе из сопла.

Энтальпия находится по is – диаграмме [5,6].

Для решаемой задачи: $i_1 = 3285$ КДж/кг; $i_2 = 2435$ КДж/кг.

Скорость на выходе из сопла соответственно $v_2 = 1304$ м/с. При расширяющейся форме сопла с углом раскрытия $\gamma \approx 10^\circ$ рис. 3, скоростной коэффициент сопла максимален $\varphi = 0,98$ и действительная скорость истечения $v_2^д = \varphi v_2 = 1278$ м/с.

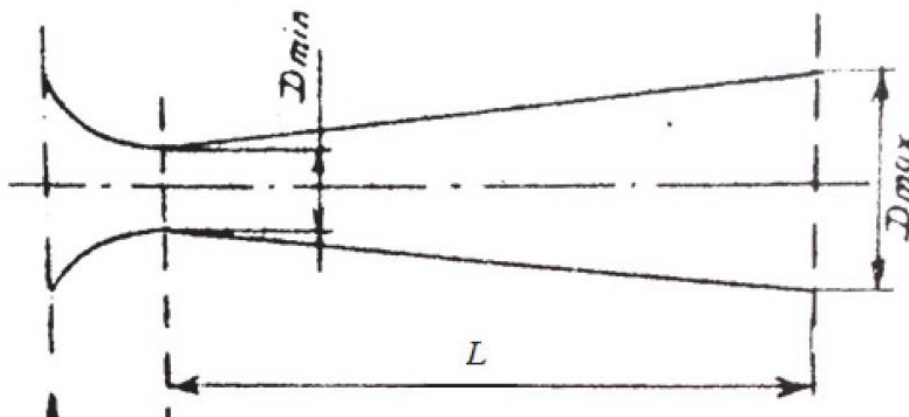


Рисунок 3. Сопло расширяющейся формы, D_{min} – минимальный диаметр сопла, D_{max} – максимальный диаметр сопла, L – длина сопла

Параметры сопла связаны следующим выражением:

$$\tan\left(\frac{\gamma}{2}\right) = \frac{D_{max} - D_{min}}{2L} \quad (3)$$

Реактивная сила $F_p = v_2^д \mu$, где $\mu = \frac{dm}{dt}$ – выбрасываемая масса пара в единицу времени из одного сопла. В решаемой задаче $\mu = 0,25$ кг/с и $F_p = 319,5$ Н. Полагая, что сопла идентичны, результирующая сила $F = 4 F_p = 1278$ Н. Крутящий момент (момент силы) $M_k = F d = 4 F_p d$, здесь $d = 10$ см – плечо действия силы. Соответственно $M_k = 127,8$ Н м. Понятно, что реактивные силы и крутящий момент можно регулировать, изменяя количество подаваемой в устройство воды.

Заключение

Решены задачи по определению основных параметров устройства «Буровой инструмент». Рассчитаны скорость истечения пара из сопел устройства, реактивные силы, возникающие в устройстве и крутящий момент создаваемый силами. Показаны пути оптимизации параметров. Актуальность и перспективность рассматриваемого способа бурения обусловлена разработкой залежей с высоковязкими нефтями Ван-Еганского, Вынга-Пуровского, Русского и др. месторождений. Выбрасываемый пар, помимо дополнительного разрушающего воздействия на породу, должен оказывать паротепловое воздействие на нефть, что позволит повысить нефтеотдачу пластов.

Библиографический список

1. Буровое оборудование : справочник : в 2 т. / В. Ф. Абубакиров [и др.]. – Москва : Недра, 2003. - 494 с.
2. Коломиец, С. С. Нетрадиционные способы бурения / С. С. Коломиец, В. Г. Краснов, П. М. Косьянов // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы V региональной научно-практической конференции. – Тюмень, 2015. - С. 67-77.
3. Пат. 155161 Российская Федерация, Буровой инструмент / Краснов В. Г., Кревер А. В., Косьянов П. М. ; опубл. 02.04.2015, Бюл. № 27.
4. Виноградов, В. С. Техническая термодинамика и теплопередача в примерах и задачах : учеб. пособие / В. С. Виноградов, А. В. Космынин, А. Ю. Попов. - Комсомольск-на-Амуре : ФГБОУ ВПО «КНАГТУ», 2012. – 346 с.
5. Лариков, Н. Н. Теплотехника : учеб. для вузов. - Изд. 3-е, перераб. и доп. – Москва : Стройиздат, 1985. - 432 с.
6. Ривкин, С. Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара : Справочник / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. - 80 с.

ПОЛУЧЕНИЕ НОВЫХ МАТЕРИАЛОВ В БУРЕНИИ С ПОМОЩЬЮ РОССИЙСКОЙ ИННОВАЦИОННОЙ МЕТОДИКИ «USPEX»

Латышев А.М., Василенко О.К.

Тюменский индустриальный университет

В связи с последними событиями очень важно в технической и технологической сфере иметь собственные отечественные разработки. Научно-технический центр «Газпром нефти» совместно со «Сколковским институтом науки и технологий» реализуют проект по созданию новых сверхтвердых материалов для резцов бурового долота. Отечественная разработка сможет составить конкуренцию импортным продуктам, снизив

стоимость производства буровых долот на 10-30%, а также станет прорывом для других отраслей — строительства, горной промышленности, приборостроения. Уже получены первые перспективные образцы новых сверхтвёрдых материалов.

Идеальный материал для резцов бурового долота – алмаз, являющийся самым твёрдым веществом. Однако, при этом алмаз является хрупким материалом, а для его создания требуются гигантское давление в 60 тысяч атмосфер и температура свыше 1500 градусов Цельсия. Вместе с этим обработать алмаз может только другой алмаз, в результате чего его создание становится чрезвычайно затратным. Задача научно-технического центра «Газпром нефти» - создание сверхтвёрдого материала, но, при этом дешевле в производстве

Для того чтобы решить эту задачу данный научно-технический центр использует российскую инновацию «USPEX» - метод компьютерного предсказания кристаллических структур, разработанный профессором Артёмом Огановым (Artem R. Oganov) и его учениками. Задача предсказания кристаллической структуры является центральной для теоретической кристаллохимии, на протяжении долгого времени она считалась нерешаемой. Метод USPEX позволяет предсказывать кристаллическую структуру при произвольных P-T условиях, исходя из знания только химического состава материала. На сегодняшний день USPEX используют несколько тысяч исследователей по всему миру. Такая популярность объясняется высокой эффективностью и надёжностью этого метода.

Помимо предсказания структур кристаллов, USPEX способен предсказывать структуры низкоразмерных материалов: наночастиц, полимеров, поверхностей, межзеренных границ и 2D-кристаллов. Он способен эффективно работать с молекулярными кристаллами (в том числе содержащими довольно сложные молекулы). Кроме того, USPEX может предсказывать составы стабильных соединений и соответствующие им кристаллические структуры, исходя только из названий химических элементов. В дополнение к полностью неэмпирическому поиску, USPEX позволяет предсказывать широкий набор метастабильных структур и проводить расчёты с использованием различной информации о системе.

На официальном сайте команды «USPEX» провели тест-предсказание пост-перовскитной структуры $MgSiO_3$ с ячейкой из 40 атомов. Сравнивался поиск с помощью локальной оптимизации случайных структур и эволюционный поиск с помощью USPEX, который и победил в этом испытании, определив стабильную структуру после менее 1000 структур, против 120000 структур у первого.

В феврале 2017 года получен опытный образец нового сверхтвёрдого материала, которые после проведения исследований будет изготовлен в Институте физики высоких давлений РАН. Скважинные испытания материал пройдет до конца 2018 года.

Библиографический список

1. «Газпром нефть» получила первые перспективные образцы новых сверхтвердых материалов [Электронный ресурс] // Газпром нефть. – Режим доступа: // <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/1489705/>
2. Oganov, A. R. Modern Methods of Crystal Structure Prediction / A. R. Oganov // Wiley-VCH. - 2010.
3. Oganov, A. R. Crystal Structure Prediction using ab initio evolutionary technique: Principles and applications / A. R. Oganov, C. W. Glass // The Journal of Chemical Physics. 2006. - Vol. - 124. - № 24. - Topic 47. Doc. 04.

Научный руководитель - Анашкина А.Е., канд. техн. наук, доцент

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ЛИКВИДАЦИИ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Леонтьев Д.С., Дало Донг Бене Пуобаар
Тюменский индустриальный университет

Аннотация

Задача, стоявшая перед авторами, состояла в обеспечении качественной ликвидации заколонных перетоков пластовых вод из вышерасположенных водоносных горизонтов в нижерасположенный перфорированный продуктивный пласт в нефтедобывающих скважинах.

Технология ликвидации заколонных перетоков включает глушение скважины, извлечение внутрискважинного оборудования, проведение комплекса работ по исследованию источника обводненности скважины, спуск колонны НКТ и закачки пачки высоковязкого раствора от забоя до верхних перфорационных отверстий. После подъема НКТ дополнительно спускают и устанавливают в интервале верхних перфорационных отверстий пакер-пробку. После этого на бурильных трубах в скважину спускают целевой перфоратор и проводят резку обсадной колонны и цементного камня в интервале водоносного горизонта с созданием щелевых каналов. После подъема перфоратора спускают колонну НКТ с пакером и осуществляют закачку тампонажного состава в щелевые каналы с продавкой его в водоносный горизонт. После проведения ремонтно-изоляционных работ и подъема НКТ с пакером скважину оставляют на ОЗЦ. После этого спускают бурильные трубы с фрезой и проводят разбуривание пакер-пробки с вымывом металлической стружки, а также вязкоупругого состава на поверхность. Далее в скважину спускают обсадную колонну меньшего диаметра, цементируют и оставляют на ОЗЦ. В заключение скважину реперфорировывают в интервале продуктивного пласта, осваивают и выводят на режим.

Введение

Известно, что поступление воды из водоносных горизонтов по негерметичному заколонному пространству приводит к резкому увеличению обводненности добываемой продукции, снижению производительности добывающей скважины по нефти, что в конечном итоге отражается на конечной нефтеотдаче пластов из-за возможного оттока нефти из призабойной зоны скважины.

Одним из главных геологических факторов, приводящий к возникновению заколонных перетоков – это близкое расположение нефтеносных и водоносных горизонтов.

Постановка задачи

Задача, стоявшая перед авторами, состояла в обеспечении качественной ликвидации заколонных перетоков пластовых вод из вышерасположенных водоносных горизонтов в нижерасположенный перфорированный продуктивный пласт в нефтескважинах.

Достижимый технический результат состоит в создании надежного барьера поступления пластовых вод по заколонному пространству между обсадной колонной и горными породами.

Технология реализуется следующим образом.

Скважину 1, обводнившуюся по причине заколонных перетоков из вышерасположенного водоносного горизонта 2 относительно продуктивного пласта 3, останавливают, глушат жидкостью глушения с определенной плотностью для создания необходимого противодействия на продуктивный пласт 3 с целью предотвращения газонефтеводопроявлений в процессе проведения ремонтно-изоляционных работ.

Извлекают внутрискважинное оборудование 4 и проводят комплекс работ по исследованию источника обводненности скважины 1 (рисунок 1).

В случае если пластовая вода поступает из водоносного горизонта 2, расположенного выше продуктивного пласта 3, в скважину 1 спускают колонну НКТ 5 и закачивают пачку высоковязкого раствора 6 от забоя 7 до верхних перфорационных отверстий 8 (рисунок 2).

Приподнимают колонну НКТ 5 и дополнительно спускают и устанавливают пакер-пробку 9 в интервале верхних перфорационных отверстий 8 (рисунок 3). После этого на бурильных трубах 10 в скважину 1 спускают щелевой перфоратор 11 и проводят резку обсадной колонны и цементного камня в интервале водоносного горизонта 2 с созданием щелевых каналов 12 (рисунок 4).

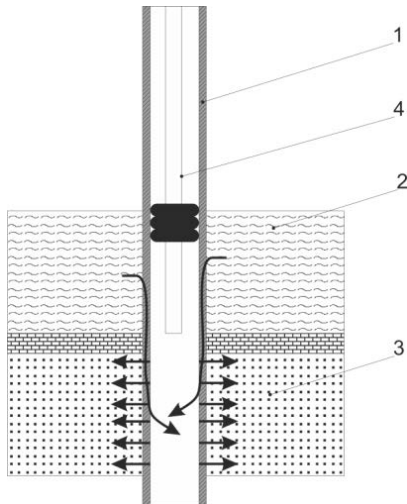


Рисунок 1. Скважина, обводнившаяся по причине заколонных перетоков из выше-расположенного водоносного горизонта
 1 – Скважина; 2 – Водоносный горизонт; 3 – Продуктивный пласт; 4 – Внутрискважинное оборудование

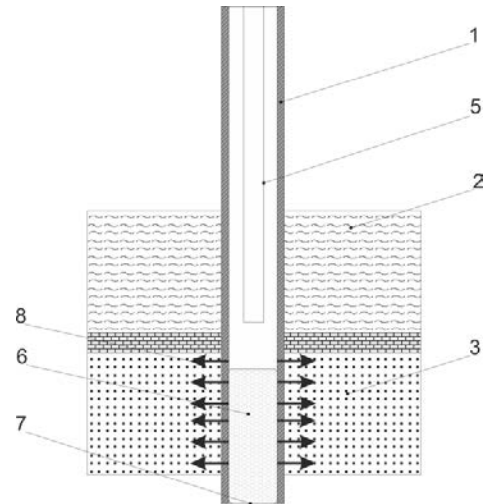


Рисунок 2. Закачивание пачки ВУС
 1 – Скважина; 2 – Водоносный горизонт; 3 – Продуктивный пласт; 5 – Колонна НКТ; 6 – Пачка ВУС; 7 – Забой скважины; 8 – Перфорационные отверстия

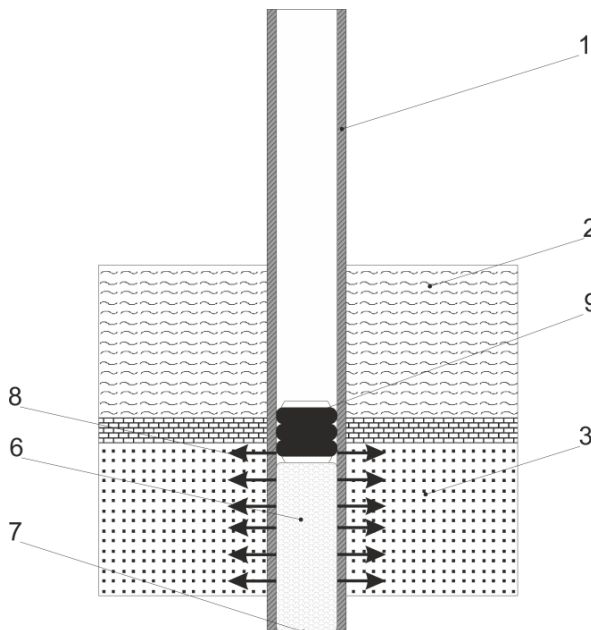


Рисунок 3. Установка пакер-пробки
 1 – Скважина; 2 – Водоносный горизонт; 3 – Продуктивный пласт; 6 – Пачка ВУС; 7 – Забой скважины; 8 – Перфорационные отверстия; 9 – Пакер-пробка

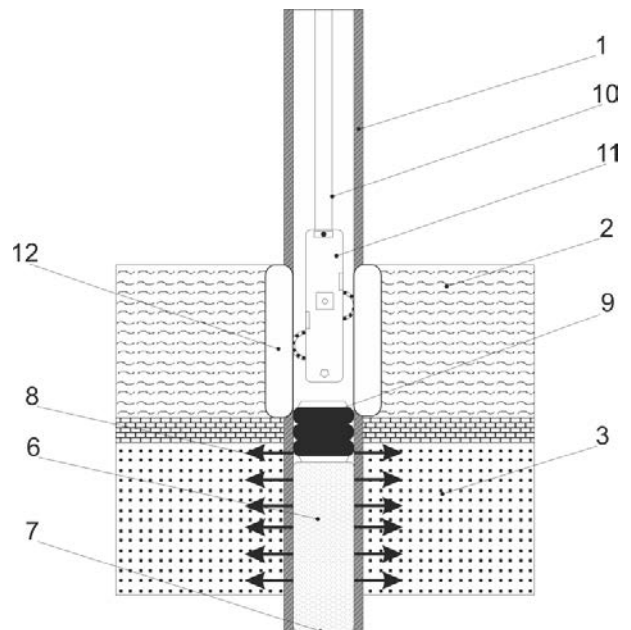


Рисунок 4. Проведение щелевой перфорации
 1 – Скважина; 2 – Водоносный горизонт; 3 – Продуктивный пласт; 6 – Пачка ВУС; 7 – Забой скважины; 8 – Перфорационные отверстия; 9 – Пакер-пробка; 10 – Бурильные трубы; 11 – Перфоратор; 12 – Щелевые каналы

После этого приподнимают перфоратор 11, спускают колонну НКТ с пакером 13 и проводят закачку 14 тампонажного состава в щелевые каналы 12 с продавкой состава в водоносный горизонт 2 (рисунок 5).

Взаимное влияние компонентов друг на друга, их синергетическое действие в предложенном составе позволяет за счет реакции и отверждения в пластовых условиях образовывать прочный камнеобразный материал.

После проведения ремонтно-изоляционных работ и подъема НКТ с пакером 13 скважину 1 оставляют на ОЗЦ.

Затем спускают бурильные трубы с фрезой 15 и проводят разбуривание пакер-пробки 9 с вымывом металлической стружки, а также вязкоупругого состава 6 на поверхность (рисунок 6).

Далее в скважину 1 спускают обсадную колонну меньшего диаметра 16 в интервал от забоя 7 до кровли водоносного горизонта 2, цементируют и оставляют на ОЗЦ (рисунок 7).

В заключение скважину 1 реперфорировывают в интервале продуктивного пласта 3, осваивают и выводят на режим.

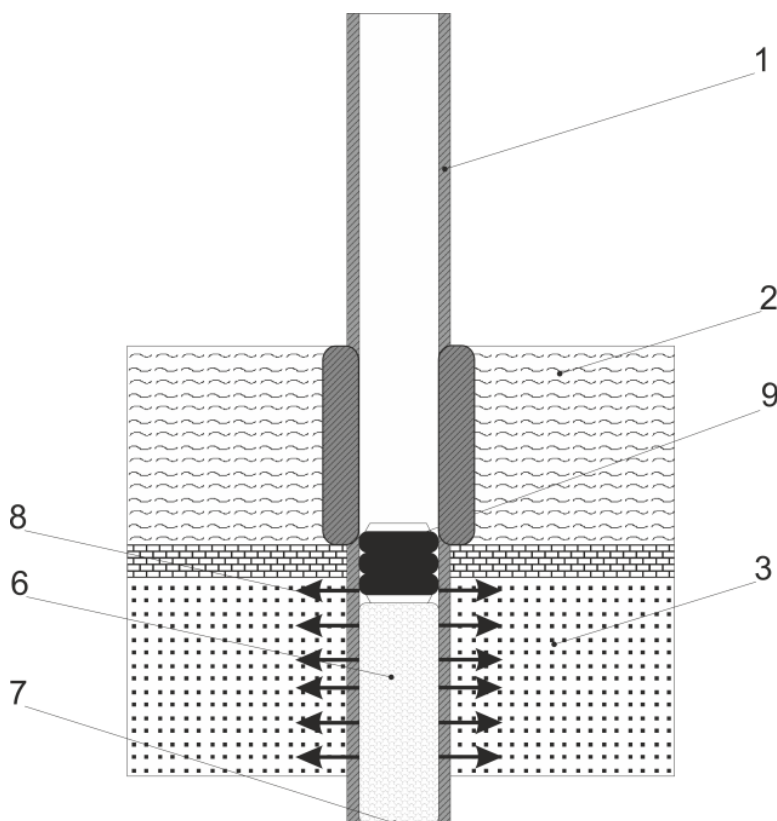


Рисунок 5. Закачивание тампонажного состава в щелевые каналы
1 – Скважина; 2 – Водоносный горизонт; 3 – Продуктивный пласт;
6 – Пачка ВУС; 7 – Забой скважины; 8 – Перфорационные отверстия;
9 – Пакер-пробка

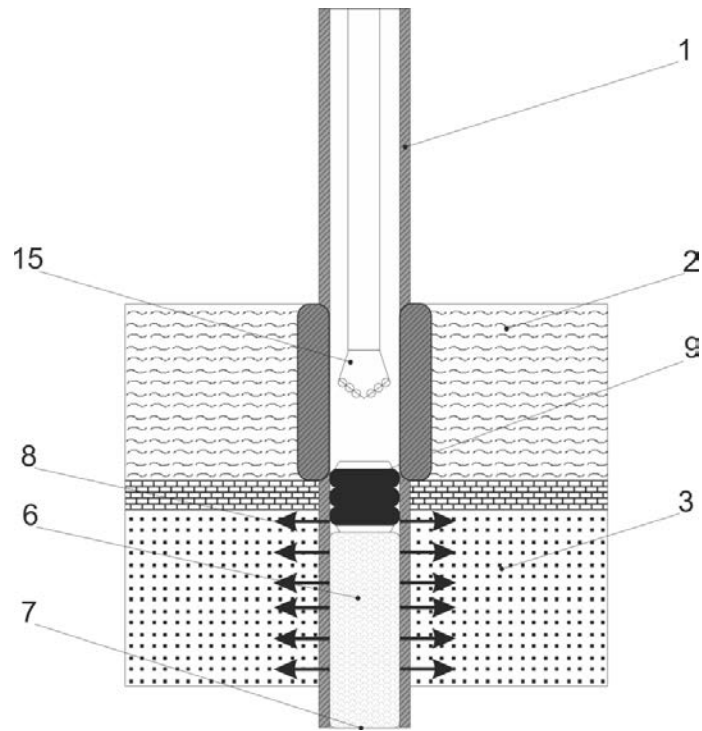


Рисунок 6. Разбуривание пакер-пробки
 1 – Скважина; 2 – Водоносный горизонт; 3 – Продуктивный пласт;
 6 – Пачка ВУС; 7 – Забой скважины; 8 – Перфорационные отверстия;
 9 – Пакер-пробка; 15 – Фреза

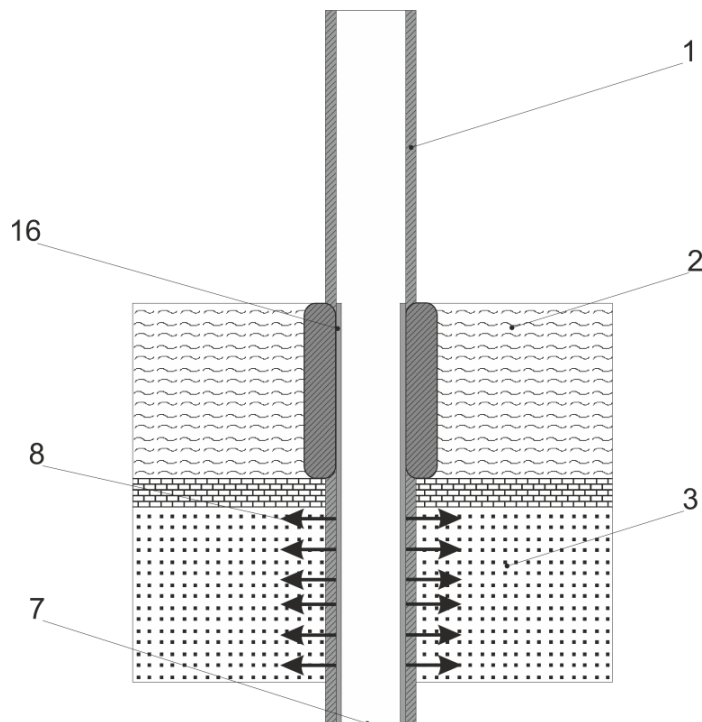


Рисунок 7. Спуск обсадной колонны меньшего диаметра
 1 – Скважина; 2 – Водоносный горизонт; 3 – Продуктивный пласт;
 7 – Забой скважины; 8 – Перфорационные отверстия;
 16 – Обсадная колонна меньшего диаметра

Вывод

Предлагаемая авторами технология позволяет создать надежный барьер поступления пластовых вод по заколонному пространству между обсадной колонной и горными породами.

Библиографический список

1. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах : учебное пособие / Г. П. Зозуля [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2002. - 138 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ПРИТОКА ПЛАСТОВЫХ ВОД В СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Леонтьев Д.С., Кондратов Д.М.
Тюменский индустриальный университет

Аннотация

При эксплуатации нефтяных залежей, подстилаемых подошвенными водами, темп отбора нефти обуславливается деформацией контактов «нефть-вода» и прорыву пластовой воды к забоям нефтедобывающих скважин.

Задача, стоявшая перед авторами, состояла в повышении эффективности проведения водоизоляционных работ, изоляции притока пластовых вод в обсаженном горизонтальном участке ствола скважины.

Новизна предлагаемого изобретения заключается в применении разработанной двухпакерной компоновки с надувными пакерами для проведения выборочной изоляции притока пластовых вод в обсаженном горизонтальном участке нефтедобывающей скважины.

Введение

При эксплуатации нефтяных залежей, подстилаемых подошвенными водами, темп отбора нефти обуславливается деформацией контактов «нефть-вода» и прорыву пластовой воды к забоям нефтедобывающих скважин. При этом весьма важным параметром при установлении режима работы скважин и прогнозировании технологических показателей разработки является анизотропия пласта, обоснование которой необходимо для каждой конкретной залежи. Низкая проницаемость (т.е. высокая анизотропия) по вертикали препятствует быстрому поднятию вершины конуса подошвенных вод и способствует выполаживанию поверхности раздела «нефть-вода». Высокая же проницаемость по вертикали (т.е. малая анизотропия) способствует быстрому продвижению вершины конуса к забою

скважины, что обуславливает концентрированную деформацию поверхности раздела вблизи скважины с низким коэффициентом охвата вытеснения нефти подошвенной водой.

Что касается горизонтальных скважин, то данное явление называется языкообразованием. В скважинах такого типа путем применения изоляции в прискважинной зоне, распространяющейся на значительные расстояния вверх и вниз по стволу, можно, по крайней мере, замедлить такой процесс.

Постановка задачи

Задача, стоявшая перед авторами, состояла в повышении эффективности проведения водоизоляционных работ, изоляции притока пластовых вод в обсаженном горизонтальном участке ствола скважины.

Технический результат заключается в разработке эффективного способа изоляции притока пластовых вод в горизонтальном обсаженном участке ствола нефтедобывающей скважины, закачке водоизолирующей композиции в заданный интервал горизонтального ствола.

Технология реализуется следующим образом.

Скважину (1) с горизонтальным окончанием, вскрывшую продуктивный пласт (2) и обводнившуюся по причине прорыва пластовых вод (3) из водоносного горизонта (4), останавливают. Из скважины извлекают применяемое для добычи внутрискважинное оборудование (рисунок 1).

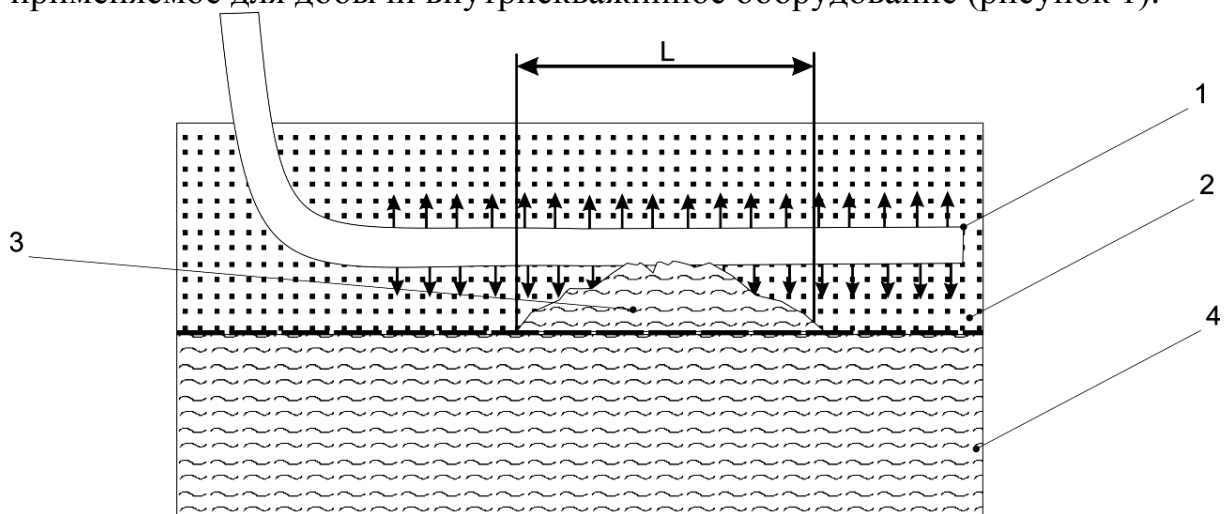


Рисунок 1. Скважина с горизонтальным окончанием, обводнившаяся по причине прорыва пластовых вод:

- 1 – скважина; 2 – продуктивный пласт; 3 – приток пластовых вод;
4 – водоносный горизонт

Проводят геофизические исследования в горизонтальном участке ствола скважины (1) и определяют интервал (3) притока воды из водоносного горизонта (4). Для этого спускают в обсаженный горизонтальный участок ствола на гибкой трубе геофизический прибор с запасованным кабелем, определяют изменение фазового состава по профилю горизонталь-

ного ствола при многофазном составе добываемой продукции и определяют длину L интервала (3) водоносного горизонта (4) обсаженного горизонтального участка ствола скважины (1), подлежащего к проведению водоизоляционных работ.

На гибкой трубе (5) спускают компоновку, состоящую из коннектора, сдвоенного обратного клапана створчатого типа, аварийного разъединителя, центраторов, двух пакеров (6) и (7) надувного действия, между которыми с помощью муфтовых соединений прикреплен перфорированный патрубок (8) (рисунок 2).

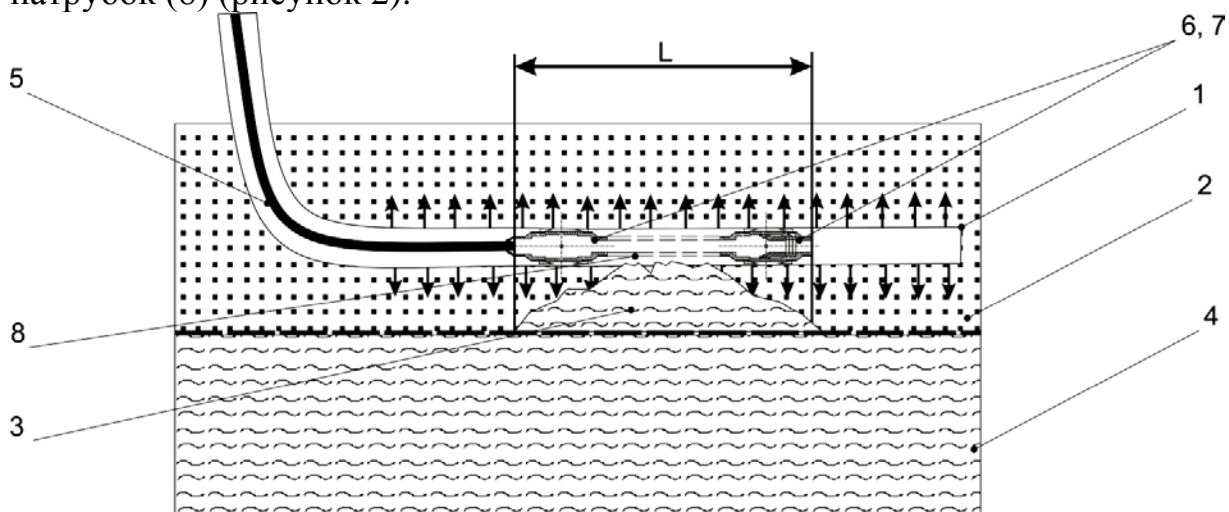


Рисунок 2. Спуск в скважину компоновки

- 1 – скважина; 2 – продуктивный пласт; 3 – приток пластовых вод;
4 – водоносный горизонт; 5 – гибкая труба; 6,7 – надувные пакеры;
8 – перфорированный патрубок

Надувные пакеры имеют корпуса (9) и (10), в которых имеются каналы в виде отверстий (11) и (12) для нагнетания технологической жидкости во внутренние полости, находящиеся между корпусами (11) и (12) и резиновыми уплотнительными элементами (13) и (14). Резиновые уплотнительные элементы (13) и (14) прикреплены к корпусам пакеров (9) и (10) с помощью стопорных колец (15) и (16) на резьбовых соединениях (рисунок 3).

В пакере (6) внутри над буртиком (17) расположена пружина (18), сверху которой находится подвижная втулка (19). Сверху подвижная втулка (19) подпирается выступом (20). Подвижная втулка (19) имеет седло (21) (рисунок 4).

После спуска компоновки до необходимого интервала проведения водоизоляции, производится сброс шара (22) в гибкие трубы (5), шар (22) проходя через гибкие трубы (5), пакер (6), попадает в седло (21) подвижной втулки (19) пакера (7). После этого производится закачивание (23) в необходимом объеме водоизоляционного состава в гибкую трубу (5) (рисунок 5).

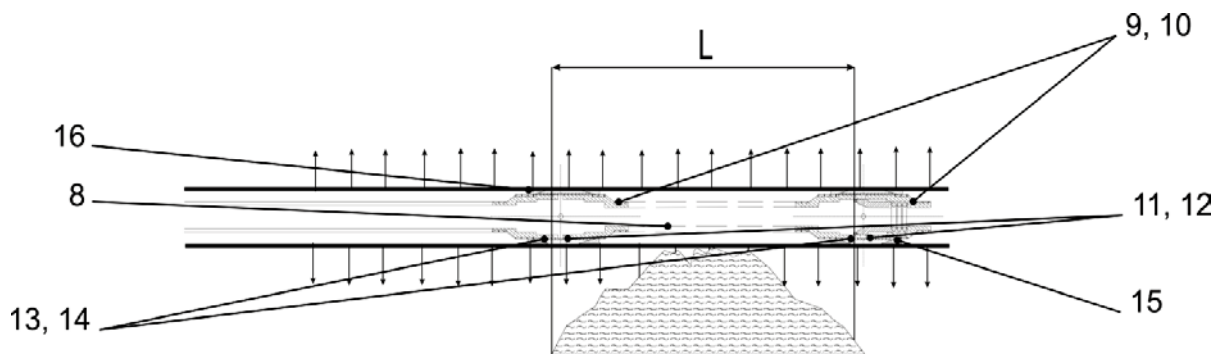


Рисунок 3. Надувные пакеры

8 – перфорированный патрубок; 9, 10 – корпуса надувных пакеров;
 11, 12 – каналы в виде отверстий; 13, 14 – резиновые уплотнительные элементы;
 15, 16 – стопорные кольца

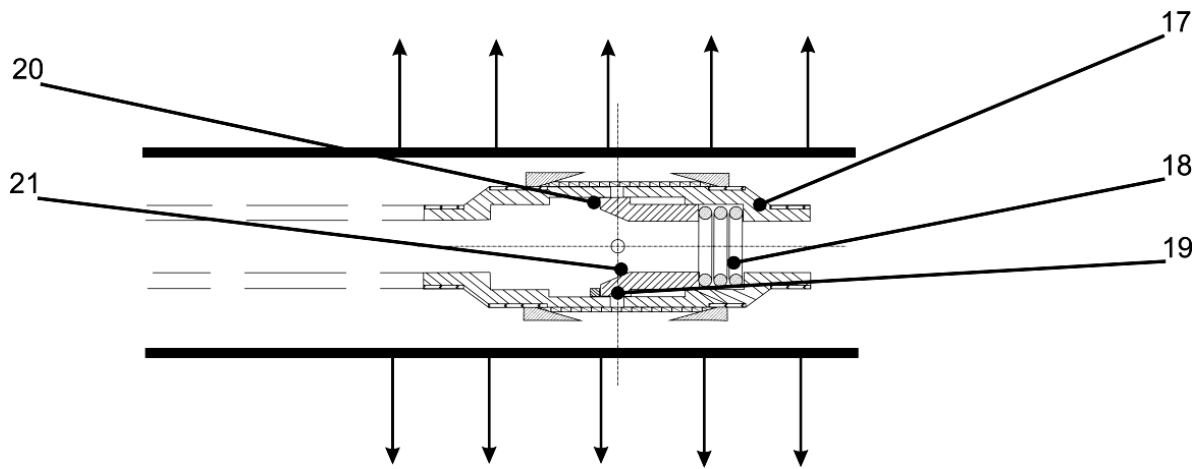


Рисунок 4. Конструкция первого пакера

17 – буртик; 18 – пружина; 19 – подвижная втулка; 20 – выступ;
 21 – седло

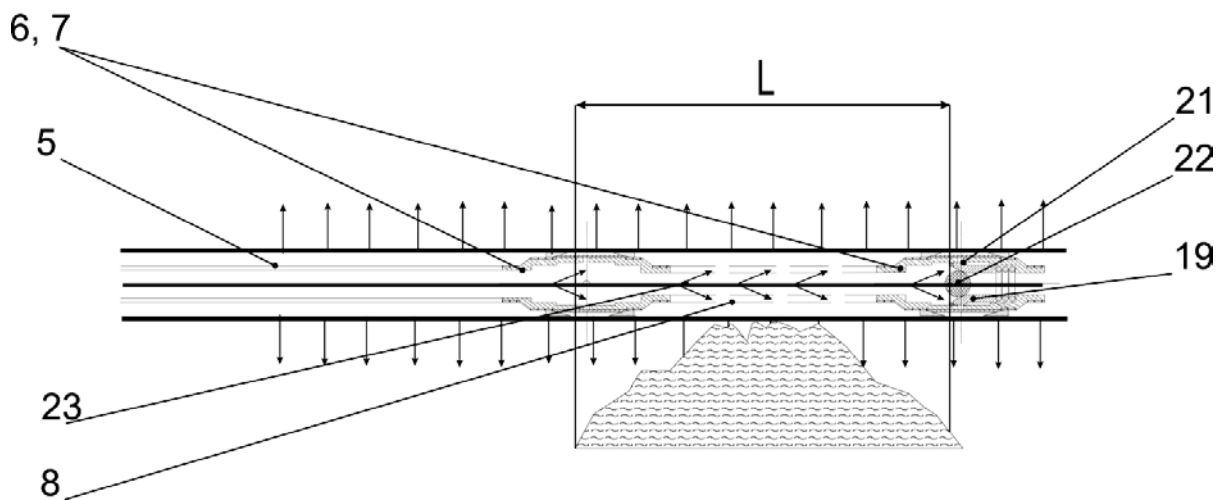


Рисунок 5. Сброс шара с закачивание водоизоляционной композиции
 5 – гибкая труба; 6,7 – надувные пакеры; 8 – перфорированный патрубок;
 19 – подвижная втулка; 21 – седло; 22 – шар; 23 – закачивание состава

При закачке шар (22), находящийся в седле (21) под действием гидравлического давления тампонажного состава сдвигает подвижную втулку (19) пакера (7), происходит сжатие пружины (18), открывается канал (12). Водоизоляционный состав, прокачиваясь в канал (12), растягивает резиновый уплотнительный элемент (14) пакера (7), тем самым обеспечивая его контакт со стенкой обсадной колонны скважины в горизонтальном участке скважины (1) (рисунок 6).

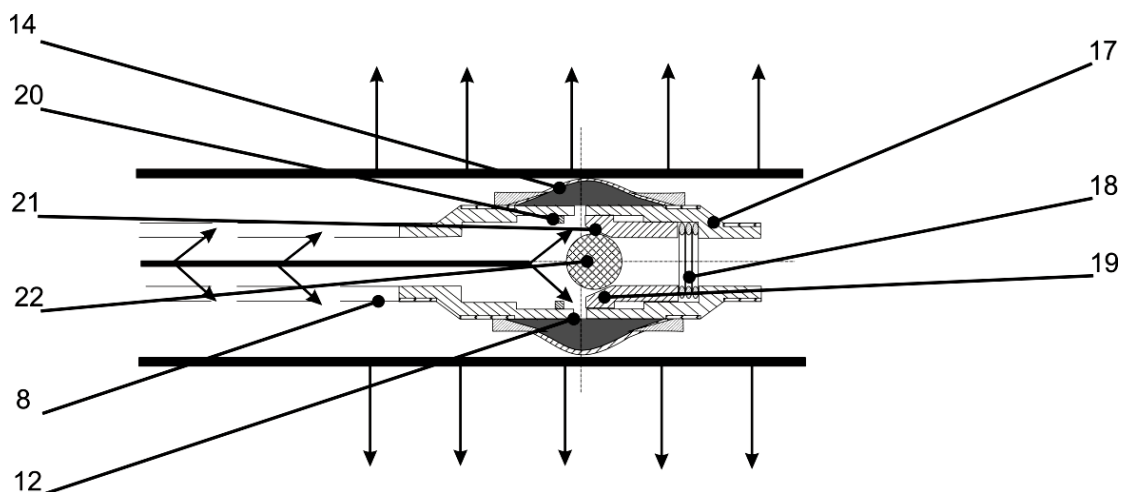


Рисунок 6. Активация первого пакера

8 – перфорированный патрубок; 12 – канал в виде отверстия;
 14 – резиновый уплотнительный элемент; 17 – буртик; 18 – пружина;
 19 – подвижная втулка; 20 – выступ; 21 – седло; 22 – шар

Далее в процессе закачивания тампонажный состав поступает в перфорационные отверстия перфорированного патрубка (8), а также в канал (13) пакера (6). Резиновый уплотнительный элемент (13) пакера (6) начинает растягиваться и уплотняться со стенкой обсадной колонны скважины (1). В процессе закачки водоизоляционного состава резиновые уплотнительные элементы (13) и (14) пакеров (6) и (7) находятся в надутом состоянии, состав через перфорационные отверстия перфорированного патрубка (8) закачивается в обводнившийся интервал пласта.

Затем в гибкие трубы (5) сбрасывается шар до аварийного разъединителя, подается гидравлическое давление (к примеру, водой), гибкая труба (5) отсоединяется от компоновки и поднимается на поверхность (не показано). После этого скважина (1) оставляется на ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента).

После ОЗЦ в скважину на гибкой трубе спускается компоновка с фрезой и проводятся работы по разбурированию перфорированного патрубка, пакеров и остатков водоизоляционной композиции с вымывом на дневную поверхность.

После окончания работ в скважину спускают внутрискважинное оборудование, скважину осваивают и выводят на режим.

Выводы

1. Предлагаемая авторами технология позволяет повысить эффективность водоизоляционных работ, продлить безводный период работы скважин с горизонтальным окончанием.

2. Новизна предлагаемого изобретения заключается в применении разработанной двухпакерной компоновки с надувными пакерами для проведения выборочной изоляции притока пластовых вод в горизонтальном участке нефтедобывающей скважины.

Библиографический список

1. Клещенко, И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах : учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 340 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ, ВСКРЫВШЕЙ ВОДОНЕФТЯНУЮ ЗАЛЕЖЬ

Леонтьев Д.С., Янусов О.А., Матвиенко И.С.
Тюменский индустриальный университет

На последней стадии разработки нефтяных и газовых месторождений по мере снижения пластового давления в продуктивную часть залежи начинают внедряться подошвенные воды.

Задача предлагаемой авторами технологии решается способом проведения водоизоляционных работ в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь, до ввода добывающей скважины в эксплуатацию.

Техническим результатом будет являться увеличение продолжительности эксплуатации скважины, а также итогового эффекта от проведенных работ за счет создания водоизоляционного экрана на границе водонефтяного контакта.

Технология реализуется следующим образом.

1. В процессе бурения нефтедобывающей скважины (1) производится вскрытие нефтенасыщенной части (2) пласта, а также вскрытие подстилающей водонасыщенной части (3) пласта на 2-3 метра ниже уровня водонефтяного контакта (4).

2. Производится спуск эксплуатационной колонны (5) с перфорированным хвостовиком и с заколонным пакером (6) на глубину 2-3 метра выше уровня ВНК (4).

3. Производится распакеровка заколонного пакера (6).

4. Осуществляется спуск колонны бурильных труб (7) с пакером набухающего действия (8) так, чтобы уплотнительный элемент набухающего пакера (8) был на границе ВНК (4) (рисунок 1).

5. После этого в зависимости от свойств эластомера осуществляется ожидание времени разбухания уплотнительного элемента пакера (8) (к примеру, от 24 часов до 48 часов).

6. По истечении этого времени и проверки качества герметизации пакера (8) производится закачка водоизоляционной композиции (9) через бурильные трубы (7) в водонасыщенную часть пласта (3) с образованием водоизоляционного экрана (10) (объем закачиваемого тампонажного раствора зависит от толщины водонасыщенной части и определяется технологической службой предприятия) (рисунок 2).

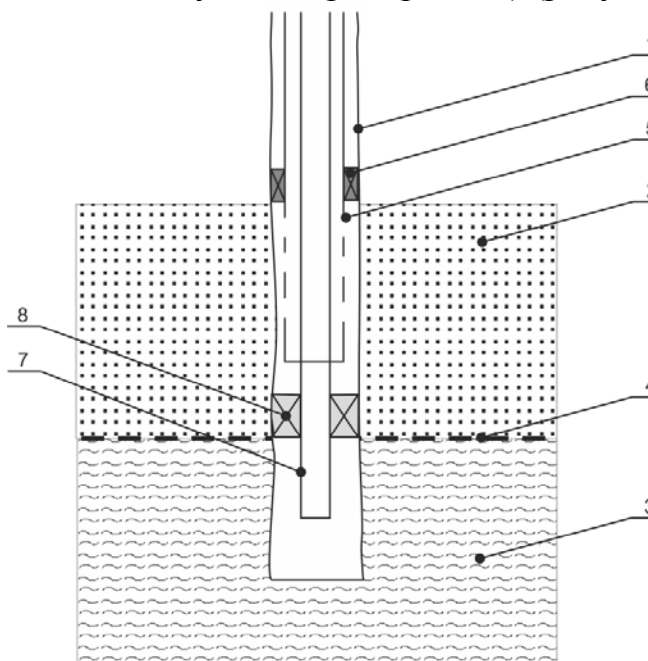


Рисунок 1. Спуск компоновки с пакером
1 – скважина; 2 – нефтенасыщенная часть пласта; 3 – водонасыщенная часть пласта; 4 – ВНК; 5 – обсадная колонна с перфорированным хвостовиком; 6 – заколонный пакер; 7 – колонна бурильных труб; 8 – пакер набухающего действия

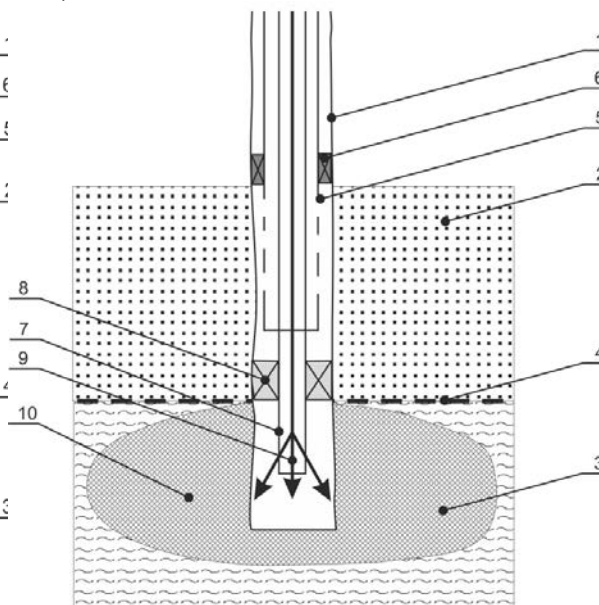


Рисунок 2. Закачивание тампонажного раствора

1 – скважина; 2 – нефтенасыщенная часть пласта; 3 – водонасыщенная часть пласта; 4 – ВНК; 5 – обсадная колонна с перфорированным хвостовиком; 6 – заколонный пакер; 7 – колонна бурильных труб; 8 – пакер набухающего действия; 9 – водоизоляционная композиция; 10 – водоизоляционный экран

7. После закачки производится отсоединение верхней части колонны бурильных труб (7) от нижней и скважина (1) оставляется на ожидание времени затвердения цемента (к примеру, на 24 часа).

8. По истечении времени ожидания производится спуск новой компоновки бурильных труб с долотом (11) (рисунок 3).

9. Производится разбуривание оставшихся в скважине (1) нижней части бурильных труб с пакером набухающего действия (8) с вымывом стружки на поверхность.

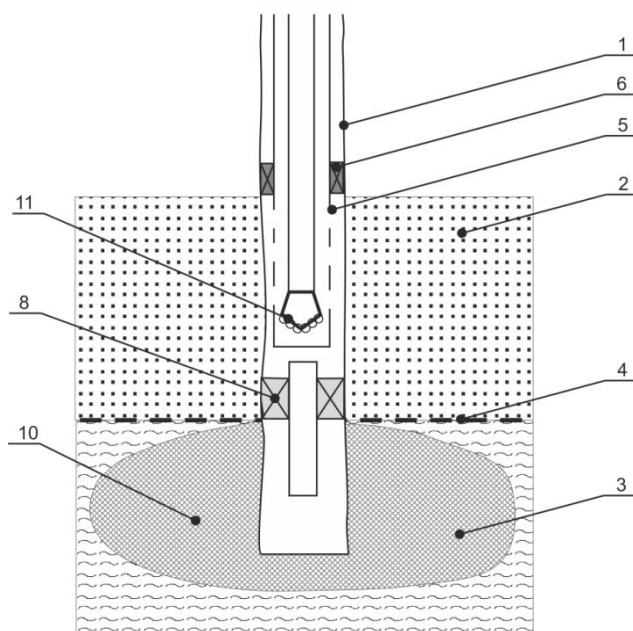


Рисунок 3. Разбуривание компоновки

- 1 – скважина; 2 – нефтенасыщенная часть пласта; 3 – водонасыщенная часть пласта; 4 – ВНК; 5 – обсадная колонна с перфорированным хвостовиком; 6 – заколонный пакер; 8 – пакер набухающего действия; 10 – водоизоляционный экран; 11 – долото

10. Осуществляется подъем колонны бурильных труб с долотом (11).
 11. Спускают насосно-компрессорные трубы (12) (рисунок 4).

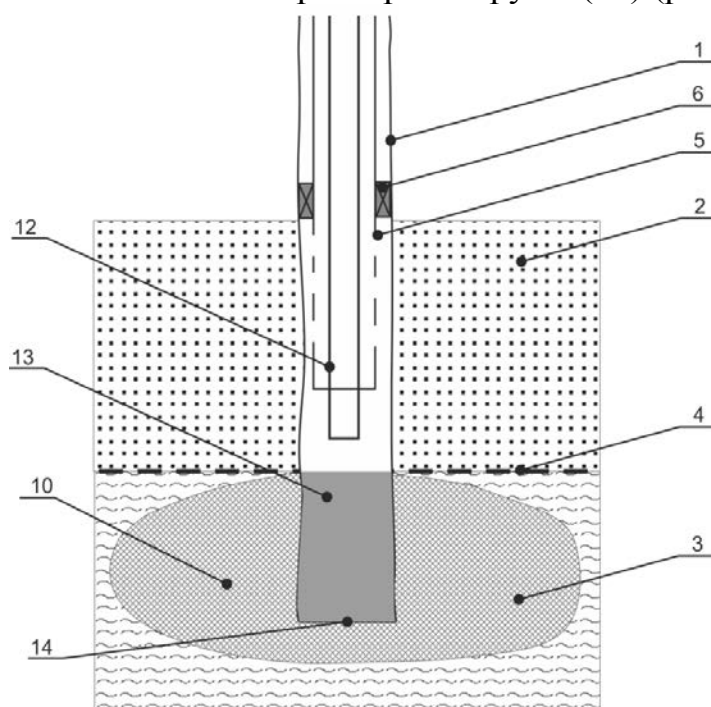


Рисунок 4. Установка цементного стакана

- 1 – скважина; 2 – нефтенасыщенная часть пласта; 3 – водонасыщенная часть пласта; 4 – ВНК; 5 – обсадная колонна с перфорированным хвостовиком; 6 – заколонный пакер; 10 – водоизоляционный экран; 12 – НКТ; 13 – цементный стакан; 14 – забой скважины

12. Закачивают цементный раствор для установки цементного стакана (13) от забоя скважины (14) до уровня ВНК (4).

13. Осуществляют подъем колонны НКТ (12), скважину (1) оставляют на ОЗЦ, производят освоение скважины (1) через перфорированный хвостовик обсадной колонны (5) и вывод на режим.

Библиографический список

1. Клещенко, И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах : учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 340 с.
2. Клещенко, И. И. К вопросу установки водоизоляционных экранов в нефтяных скважинах при подтягивании конуса подошвенных вод / И. И. Клещенко [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 5. – С. 30-31.

ОПЫТ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНЫХ ТРУБАХ КОМПАНИИ TESCO

Ли Цзин, Гао Ятин, Ван Янань, Жэнь Чун
Тюменский индустриальный университет

Опыт бурения на обсадных трубах Национальной нефтяной корпорации Малайзии показывают, что сокращается время на строительство скважины.

Технология бурения на обсадных трубах относится к прямому использованию обсадной колонны (вместо традиционной бурильной трубы) для передачи механической энергии и гидравлической энергии в скважине во время процесса бурения. После завершения бурения корпус остается в скважине, и выполняются операции цементирования [1-3].

В последние годы с успешным применением роторных управляемых систем компания Tesco сотрудничает с компаниями, такими как ConocoPhillips и Schlumberger, где впервые использовалось бурение с применением LWD / MWD. Технология бурения с вращающейся направляющей обсадной колонной успешно применяется на юге Техаса, Северного моря, Южной Америки и Ближнего Востока. Диапазон диаметра обсадной колонны составляет от 139,7 до 339,7 мм и может использоваться для различных типов скважин от вертикальных скважин до горизонтальных скважин.

Компания Tesco имеет собственную технологию.

CDS - это устройство для затягивания и управления обсадной колонной во время бурения. Оно используется в качестве циркуляционного канала для бурового раствора во время нормального бурения и отвечает за передачу вращательного момента верхнего привода на корпус. Это основное оборудование системы рулевого управления бурильной колонной. CDS

состоит в основном из трех частей: гидравлических приводов, крутящих моментов и пакерных чашек. В зависимости от размера обсадной колонны существуют два типа систем привода обсадных труб, одним из которых является внутренний диаметр крупногабаритного корпуса, который называется системой внутреннего обсадной колонны (ICDS) (рисунок 1а). Другим является внешний диаметр захватной втулки, называемый системой привода наружного корпуса (ECDS) (рисунок 1б).

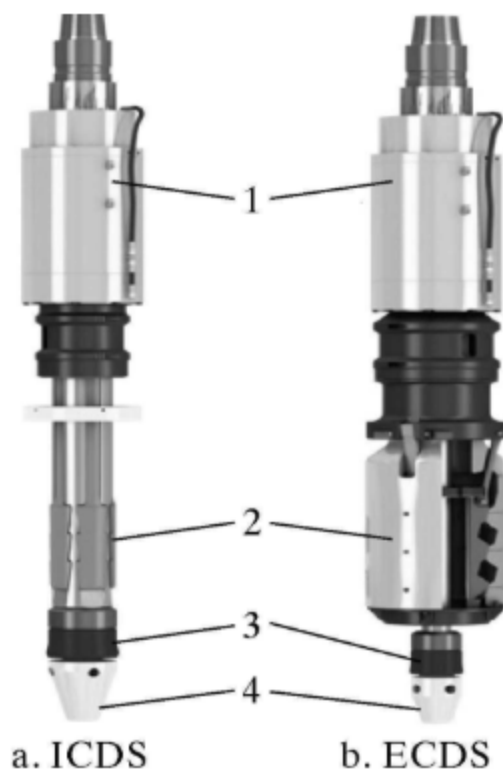


Рисунок 1. Система привода обсадных труб
1-гидравлический привод, 2- крутящий захват, 3-пакерная чашка, 4-гильза направляющая головка

Производственная платформа Малайзийской национальной нефтяной корпорации EWDP-B имеет три глубины бурения глубиной 60 м под стояками EW214, EW215 и EW217. Среди трех партий буровых скважин глубина проникновения обсадных колонн диаметром 339,7 мм скважины EW217 с самым глубоким корпусом роторного бурения составила 822,96 м.

На фактической траектории бурения в начале бурения вращающегося управляемого корпуса скважинный буровой инструмент использует режим скользящего бурения, обсадная колонна не вращается, скорость сборки составляет от 2,00 до 5,80 ° на 30 м, а фактический наклон бурения превышает расчетный угол скважины. Когда включен режим комбинированного бурения, позволяет снизить скорость сборки и отрегулировать траекторию ствола скважины. На рисунке 2 показана зависимость между углом скважины и глубиной скважины. Когда вращающийся управляемый буро-

вой инструмент останавливает управление наклоном скважины, углубление с обсадной колонной приводит к наклону 90° на 30 м. 80% бурильной трубы пробурено в скважине и 20% в составном сверле. Скорость сборки можно контролировать в пределах от 4,50 до 5,00° каждые 30 м. При бурении всей секции ствола скважины с использованием поворотного управляемого обсадной колонны скользящее бурение составляет 49% от общего времени бурения, скорость проникновения бурового раствора составляет 80-100 м/ч, а составное бурение составляет 51% от общего времени бурения. Скорость сверления составного бурения составляет 120 ~ 180 м/ч.

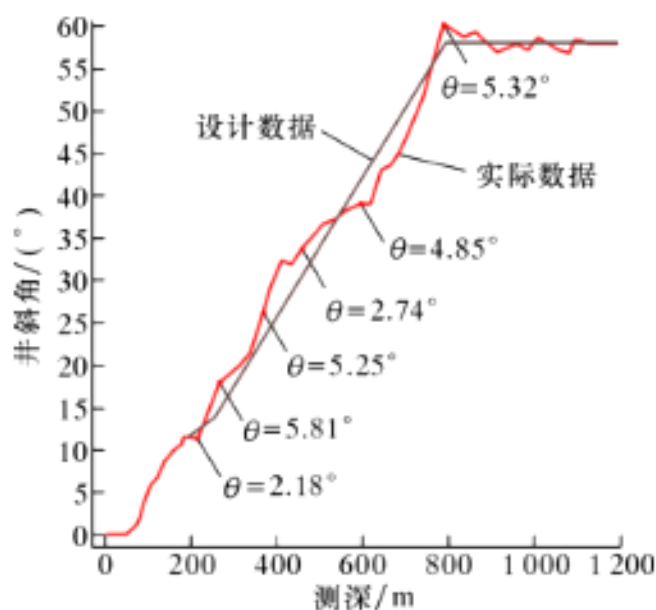


Рисунок 2. Диаграмма глубины и угла скважины

По сравнению с аналогичными соседними скважинами, использующими традиционную технологию бурения, три скважины (EW214, EW215 и EW217) достигли общего сокращения сроков бурения 10,9 д и общего сокращения затрат на бурение более чем на 2 млн. долл. США за счет применения роторной управляемой системы.

Заключение

1) Применение роторной управляемой системы при бурении сократило общий цикл бурения скважин. Бурение на обсадной колонне исключает время, затраченное на вскрытие, циркуляцию и спуск обсадной колонны. Для бурения нефтяных скважин на шельфе с высокими ежедневными затратами технология бурения на обсадных трубах может использоваться как один из вариантов бурения, начиная со снижения затрат и повышения эффективности.

2) В скважину $\varnothing 473.1$ мм спущена обсадная колонна $\varnothing 339.7$ мм, длиной по стволу до 810 м, что упростило конструкцию скважины и снизило эксплуатационные расходы, увеличило время безаварийного бурения, сглаживания траектории ствола скважины и улучшения ROP.

Библиографический список

1. Xi Dedong, Zhang Lanjiang. Безопасность достижения дизайна: применение технологии бурения обсадных труб: Международная конференция по нефтедобывающей отрасли // Beijing: Oil and Equipment. – 2013. - С. 111-117.
2. Применение технологии бурения обсадных труб в серийном бурении / Чжан Вэньхуа [и др.] // Технология бурения нефтяных скважин. - 2007. - № 35 (5). - С. 29-31.
3. Технология бурения обсадных труб в поверхностном разрезе газового месторождения Ледон / Сюй Илун [и др.] // Природная газовая промышленность. – 2013. - № 33 (11). - С. - 74-78.
4. Tesco Bottom Drilling Recoverable Casing Drilling System / Zhang Lanjiang [et al.] // Petroleum Machinery. – 2003. - № 31 (12). – P. 46-48.
5. Шуньмин, Ю. Применение технологии бурения обсадных труб в скважине ZM-351 в Венесуэле / Ю. Шуньмин, Чанг Шумин // Технология бурения нефтяных скважин. – 2009. - № 31 (5). - С. 108-111.
6. Направленное бурение с использованием обсадной колонны с вращательной системой управления / Ван Лонг [и др.] // Foreign Oilfield Engineering. – 2007. - № 23 (8). - С. 23-25.

Научный руководитель – Кулябин Г.А., д-р техн. наук, профессор

ВИБРОВОЛНОВОЙ МЕТОД ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ ПЛАСТА

Макаев Р.Р.

Тюменский индустриальный университет

В настоящее время, большая часть освоенных месторождений находятся на завершающих стадиях разработки, что подразумевает уменьшающуюся продуктивность скважин и обводненность нефтесодержащих пластов. При этом далеко не все запасы извлекаются целиком и полностью, а напротив, основная их часть так и остается в недрах, чему виной служит не только слабая проницаемость или сложный химический состав флюида, но и технология разработки. Ведь так полюбившийся нефтяным компаниям метод восстановления продуктивности – гидроразрыв пласта (ГРП), крайне негативно влияет на пласт. Разрывая и разрушая структуру пласта, мы тем самым не боремся с причиной снижения дебита, а только отсрочиваем проблему, пока скважина полностью не «отключится». В процессе проведения ГРП, кольматант, до этого загрязнявший призабойную зону пласта (ПЗП), так и остается на месте.

Чтобы бороться с данным явлением, а также повысить продуктивность скважин, проводят различные работы по увеличению притока флюида. Наиболее современный и технологичный метод – это ударно-волновое воздействие на продуктивный пласт при помощи волнового гидромонитора (ВГМ) [1]. Данный метод основан на очистке интервалов пласта (каждые 30 см) жидкостью с импульсными перепадами давлений, с разными низкими частотами, создаваемыми гидромонитором. Полученный опыт, как практический, так и теоретический, показал, что создание только гидравлических волн недостаточно для достижения требуемого эффекта. Отчего была определена и представлена физическая сущность и принципиальная схема воздействия виброволнового метода на ПЗП скважин, где ранее было проведено ГРП с целью восстановления продуктивности, рисунок 1.

Для выполнения поставленной задачи, разделим весь процесс на несколько этапов:

- 1) На начальном этапе диспергировать сложный состав загрязнения коллоидных растворов, гидравлическими импульсами давлений привести их в дисперсное взвешенное состояние в порах пласта;
- 2) На втором этапе растворить максимально эти загрязнения кислотным составом в виброволновом режиме за счет колебаний давлений жидкости с низкой частотой;
- 3) На заключительном этапе - оттеснить все оставшиеся частицы загрязнений рабочей жидкостью в колебательном режиме вглубь пласта за пределы ПЗП, тем самым освободить каналы для фильтрации пластового флюида к забою скважины. Наилучший эффект достигается при условии, когда объем рабочей жидкости составляет не менее 8 м^3 на метр толщины пласта. При этом, если объем будет больше 10 м^3 , то происходит увеличение только дебита жидкости, это связано с большими объемами закачиваемой воды, которые ведут к увеличению водонасыщенности ПЗП, снижению относительной фазовой проницаемости по нефти, росту сопротивлений по ее фильтрации к забою скважин.

В качестве примера возьмем одну из скважин на Южно-Охтеурском месторождении. Скважина №25, пробуренная на объекте эксплуатации ЮВ₁, получила серьезное поглощение промывочной жидкости, в момент первоначального вскрытия, объемом около 40 м^3 , что послужило причиной сильного загрязнения ПЗП и значительно ухудшило фильтрационные свойства пласта. В работах [2] приведены данные о том, как влияет репрессия на глубину проникновения фильтрата при прочих равных условиях. Также Н.Н. Михайлов хорошо описал особенности кольматации коллекторов глинистыми растворами и их физическую схему накопления кольматанта во внутриворонном пространстве. При вскрытии пластов бурением, частицы твердой фазы раствора вместе с фильтратом попадают в поры коллектора. Наиболее крупные частицы задерживаются и скапливаются на стенках скважины, образуя глинистую корку. Частицы, ушедшие с

фильтратом в пласт, механически задерживаются в местах сужений и пережимов пор [3]. Это подтверждает сложную структуру загрязнений и, соответственно, традиционные методы очистки ПЗП будут не эффективны.

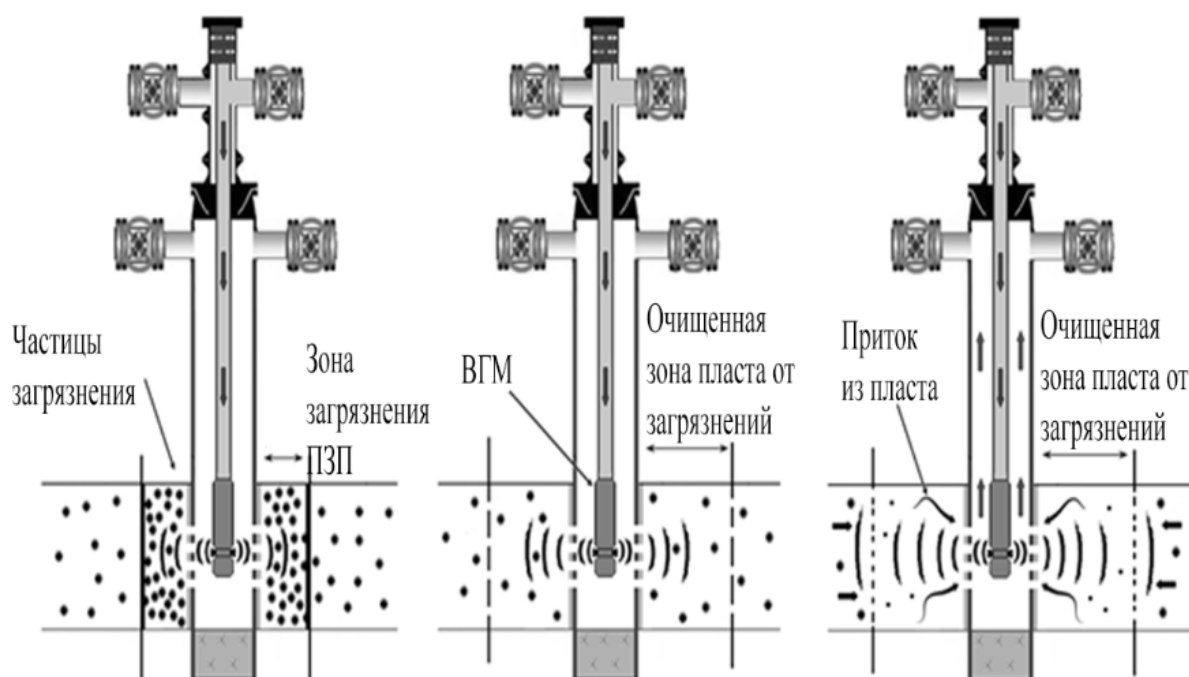


Рисунок 1. Схема воздействия виброволнового метода на ПЗП скважин

Проведенная кислотная обработка не дала желаемого результата. Вследствие чего было проведено ГРП с нагнетанием проппанта в пласт и последующим освоением струйным насосом. Эффект был, повышение дебита составило с 11 м³/сут до 39 м³/сут, но по истечении двух месяцев дебит вновь снизился до прежних значений. В пробах по-прежнему обнаруживались частицы бурового раствора, оставшегося в ПЗП. Для восстановления продуктивности была предложена виброволновая обработка скважины с ВГМ, в качестве рабочей жидкости использовать щелочной раствор на основе кальцинированной соды с добавлением ПАВ (неонол). По результатам исследований, проведенных по скважине № 25, получены положительные результаты, коэффициент продуктивности по расчету – 1,48 м³/сут/атм., скин-фактор – 0,012, что указывает на чистоту ПЗП.

Таким образом, комплексная технология с разработанным волновым гидромонитором позволяет проводить работы по восстановлению продуктивности не только скважин с ранее проведенными ГРП, но и в скважинах после бурения, где традиционные методы малоэффективны. Данная технология рекомендуется к дальнейшему применению на этом и других месторождениях.

Библиографический список

1. Пат. 139424 Российская Федерация, МПК E21B28/00. Волновой гидромонитор / Ананьев В. А., Апасов Т. К., Апасов Г. Т.; опубл. 20.04.2014, Бюл. № 11.

2. Лысенко, В. Д. О работе добывающей скважины в условиях режима истощения пластовой энергии / В. Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 3. – С. 27.
3. Михайлов, Н. Н. Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон / Н. Н. Михайлов. – Москва : Недра, 1996. – 339 с.
4. Максutow, Р. А. Промысловые и лабораторные эксперименты по закачке воды при переменном давлении нагнетания на устье / Р. А. Максutow // Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 11. – С. 20-21.
5. Апасов, Т. К. Восстановление продуктивности скважин после бурения и гидроразрыва пласта виброволновым методом / Т. К. Апасов, Г. Т. Апасов, А. В. Саранча // Современные проблемы науки и образования. – 2015. - № - 2(2).

Научный руководитель – Овчинников В.П., д-р техн. наук, профессор

АНАЛИЗ ОТКАЗОВ ВЗД ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО- НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН И ПУТИ РЕШЕНИЯ ИХ ПРОБЛЕМЫ

Мельничук О.Н., Анашкина А.Е.
Тюменский индустриальный университет

На данное время наблюдается проблемы, связанные с нестабильной работой, отказами ВЗД в результате большого износа силовой секции, заклинивания шпиндельной секции, промывом рабочих органов двигателя, а также авариями компоновки бурильной колонны (отворот, излом рабочих элементов двигателя).

Аннотация

Повышенная надежность забойных двигателей в комплексе с буровыми долотами передовой конструкции и телеметрическими системами (ТС) для измерений во время бурения расширяет возможности направленного бурения для компаний-операторов в дополнение к роторному способу. В статье рассмотрены отказы винтовых забойных двигателей и пути их предотвращения.

Введение

Эффективный забойный двигатель, соответствующий типу бурового долота и горных пород, обеспечивает более высокие скорости проходки, чем достигаемые при обычном бурении роторным способом. На данное время наблюдается проблемы, связанные с нестабильной работой, отказа-

ми ВЗД в результате большого износа силовой секции, заклинивания шпиндельной секции, промывом рабочих органов двигателя, а также авариями компоновки бурильной колонны (отворот, излом рабочих элементов двигателя).

Постановка задачи

Рассмотреть основные отказы винтовых забойных двигателей ВЗД NOV PowerPlus и основные пути их предупреждения.

Обзор отказов ВЗД PowerPlus, случившихся при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин

Рассмотрим отказ ВЗД NOV PowerPlus 7/8 5,0 произошедший на Усть-Тегусском месторождении РН-Уватнефтегаз при бурении скважины 2391 на кусте №8, буровой подрядчик КСА Deutag.

Был пробурен участок ствола скважины диаметром 220,7 мм в интервале 885-2565 метров КНБК №4.

Бурение производилось преимущественно в роторном режиме – 1585 метров (94%) с вращением колонны 85 об/мин, 100 об/мин при проработке вниз и 40 об/мин при проработке вверх и в режиме ориентированного бурения – 95 метров (6%).

Давление на начало секции 120 атм, на конец секции 180 атм, перепад давления при бурении составлял 10-45 атм, нагрузка на долото 3-12 тонн. Средняя механическая скорость за долбление 93,07 м/час.

При бурении использовался буровой раствор BOREMAX с удельным весом 1,14 г/см² в начале интервала и 1,14 г/см² в конце. Содержание песка 0,3%, твердой фазы 7,6%, смазка 1%.

При бурении с глубины 2530 метров начало снижаться давление промывочной жидкости (ПЖ) и механическая скорость бурения. За 2,5 часа циркуляции, давление снизилось со 180 атм до 140 атм (над забоем).

Было принято решение произвести подъем инструмента с визуальным осмотром. При подъеме компоновки низа бурильной колонны (КНБК), на статоре ВЗД (ниже обратного клапана) была обнаружена промытость, длиной около 7 -8 см. Данный мотор был заменен на новый.

При разборе ВЗД в сервисном центре NOV было обнаружено следующее:

1. Верхний переводник – обнаружена промытость в конце резьбы ниппеля, которая соединяется со статором ВЗД. Промытость на наружной поверхности ниппеля размером - 27x105 мм.

2. Статор ВЗД – обнаружена промытость на внутренней муфтовой резьбе, на расстоянии 80 мм от торца статора, в месте его соединения с верхним переводником. Промытость размером 15x95 мм со сквозным отверстием.

Выработка эластомерной обкладки данного статора непосредственно за данную работу составила 1,20 мм. Критичной считается выработка в 0,25 мм и по её достижении, по отношению к внутреннему диаметру нового статора, либо статора, прошедшего перезаливку его дальнейшая эксплуатация не допускается.

3. Ротор – хорошее состояние наружного покрытия, карбид-вольфрамовое покрытие повреждений не имеет.

4. Механизм регулировки угла перекоса ВЗД - вполне удовлетворительное состояние.

5. Состояние элементов торсиона:

Верхняя муфта – повреждений и просмытостей не обнаружено

Нижняя муфта – многочисленные промытости на внутренней части муфты, на входных отверстиях раствора в муфту (рисунок 1).

Торсион – в хорошем состоянии.

6. Состояние элементов шпindelной секции было следующим:

Внутренние элементы шпindelной секции повреждений не имели.



Рисунок 1. Износ элементов ВЗД

Еще один инцидент произошедший с ВЗД NOV PowerPlus 7/8 5,0 на Усть-Тегусском месторождения РН-Уватнефтегаз при бурении скважины 2909 на кусте №10, буровой подрядчик КСА Deutag.

Был пробурен участок ствола скважины диаметром 220,7 мм в интервале 1248-3644 метров КНБК №4.

Бурение производилось преимущественно в роторном режиме – 2249 метров (94%) с вращением колонны 85 об/мин, 100 об/мин при проработке вниз и 40 об/мин при проработке вверх и в режиме ориентированного бурения – 148 метров (6%).

Давление на начало секции 120 атм, на конец секции 300 атм, перепад давления при бурении составлял 10-35 атм, нагрузка на долото 6-12 тонн. Средняя механическая скорость за долбление 73,75 м/час. При бурении использовался буровой раствор BOREMAX с удельным весом 1,14 г/см² в начале интервала и 1,20 г/см² в конце. Содержание песка 0,4-0,3%, твердой фазы 8-14%, смазка 1,5-2%. При плановом подъеме КНБК

было обнаружено что, долото было забито кусками резины (рисунок 2). Двигатель был исключён из КНБК и отправлен в сервисный центр NOV для последующего разбора.

При разборе ВЗД были обнаружены обрывы эластомерной обкладки статора (одного гребня), продолжающиеся от верхнего конца статора на длину 1,17 м вниз. Фрагменты гребня эластомерной обкладки статора размера 73x180 и 65x120 мм в этом месте отсутствуют. Далее вниз (от отметки в 1,17 м от верхнего конца вниз) состояние эластомерной обкладки оценивается, как вполне исправное и повреждений на ней не зафиксировано. Резьбовые соединения статора в хорошем состоянии и повреждений в них не зафиксировано.

Общее время бурения составило 77,13 часов, время нахождения под столом ротора составило 93 часа, всего пробурено 2397 метров.



Рисунок 2. Изношенная двигательная секция

В итоге, причинами возникновения данных отказов являются:

- 1 Нарушение режимов бурения при использовании ВЗД
- 2 Выбор оптимальных режимов работы ВЗД

Заключение

Небольшой моторесурс ВЗД связан с низким качеством изготовления рабочих органов, нарушением параметров работы ВЗД указанных производителем, отсутствием информации о фактических осевых нагрузках на долото, работа двигателя в тормозном режиме, неправильный подбор силовой секции двигателя для работы в разных геологических условия скважины, и другие факторы.

Библиографический список

1. Управление и контроль параметров бурения скважин винтовыми забойными двигателями : монография / М. В. Двойников [и др.]. – Москва : Белгородская областная типография, 2009. – 136 с.
2. Винтовые забойные двигатели для бурения скважин : монография / В. П. Овчинников [и др.]. - Тюмень : Печатник, 2009. – 204 с.

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ НА ДЕПРЕССИИ И СПОСОБЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ЕГО МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА

Пекарев И.Д., Анашкина А.Е.
Тюменский индустриальный университет

Аннотация

Одно из преимуществ при бурении на депрессии – предотвращение загрязнения и сохранение естественной проницаемости прискважинной зоны продуктивного пласта. Выбору противовыбросового оборудования необходимо уделять большое внимание для возможности безопасного бурения в зонах аномально высокого пластового давления.

Введение

Бурение удлинения и ответвлений БС скважин на депрессии - процесс бурения при отрицательном дифференциальном давлении в системе «скважина-пласт».

Монтаж ПВО производится силами бригад ЗБС в соответствии с утвержденной схемой обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием для проведения работ по капитальному ремонту скважин в режиме депрессии.

Как правило, в состав противовыбросового оборудования при бурении на депрессии входит:

- крестовина устьевая КР-1 80/80x21 или корпус трубной головки ТНВ-21.05 (165/80x21);

- плащечный превентор HYDRIL СЕНТРИ 7 1/16" 3000, либо превентор ППСГ- 2Ф-156x21, либо двойной плащечный превентор Shaffer 7 1/16" 3000 PSI LXT (низ - глухие плашки, верх - трубные, диаметр - 89 мм);

- сферический противовыбросовый превентор Shaffer 7 1 /16" 5 KPSI компании Varco;

- отклонитель потока SPE RIGCO.

Постановка задачи

Повышение работоспособности вращающего отклонителя потока за счет модернизации конструкции на месторождениях Якутии.

Результаты решения задачи увеличения работоспособности вращающего отклонителя

Вращающий отклонитель потока служит для отвода жидкости, к сепаратору для дальнейшей очистки и затем по другой линии очищенный раствор идет обратно в скважину. Так осуществляется циркуляция бурового раствора (азрированной нефти).

Вращающийся отклонитель потока серии 2000 компании SPE RigcoInc. - это низкопрофильный вращающийся отклонитель потока, предназначенный для буровых установок с верхним приводом и для буровых установок капитального ремонта.

Фрикционное зацепление между колонной бурильных труб и резиновым сальником приводит к вращению отклонителя потока вместе с бурильной колонной при непрерывном уплотнении, в то время как шлам и раствор непрерывно выводятся в сторону. Независимо от того, на что бурится скважина – на газ, нефть или геотермальные воды.

Полный вращающийся отклонитель потока состоит из вращающегося узла, пневматической чаши, системы смазки, резинового сальника-скребка и трубных ключей (рисунок 1).

Пневматическая чаша серии 2000. Нижний фланец крепится к обсадной колонне с помощью ответного фланца или устанавливается наверх противовыбросового превентора.

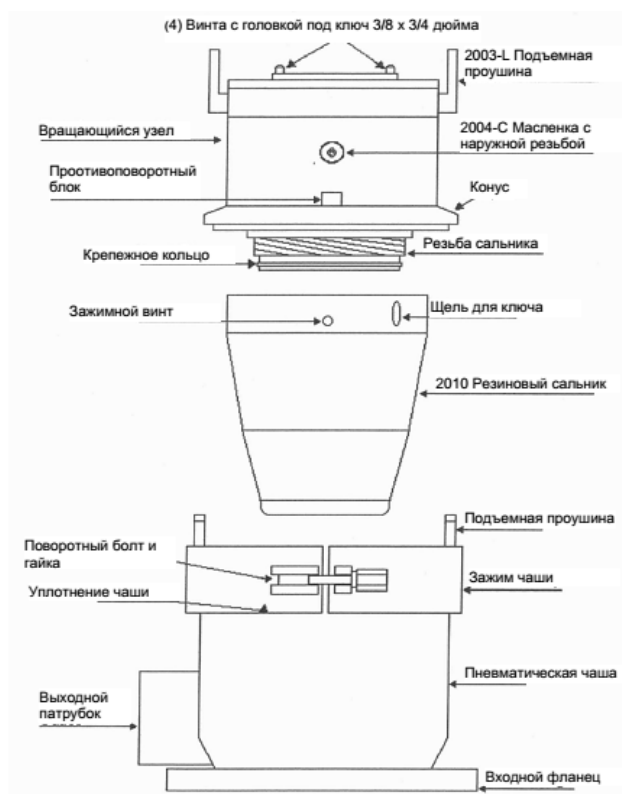


Рисунок 1. Вращающийся отклонитель потока серии 2000

Вращающийся отклонитель потока SpeRigco устанавливается сверху на универсальный превентор Shaffer (рисунок 2).

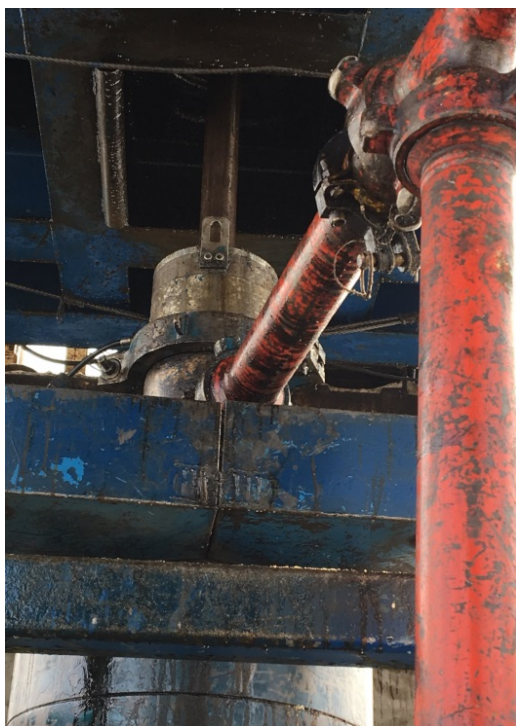


Рисунок 2. Отклонитель потока

Красная четырехдюймовая труба, что отходит от отклонителя потока – линия отвода жидкости, идущая к сепаратору.

Отклонитель потока показал себя достаточно надежным и простым по конструкции.

Самой частой причиной выхода из строя отклонителя является подклинивание опорного подшипника, или чрезмерный расход смазки из-за износа сальников. Как правило, по этим причинам 1-2 раза в год отклонитель, начинающий подавать признаки скорой поломки просто снимается и отправляется на переборку.

Наибольшей проблемой является износ резиновых сальников отклонителя (рисунок 3).



Рисунок 3. Сальниковое уплотнение отклонителя потока

При спуско-подъемных операциях, особенно в зимнее время, из за формы сальника, который полностью не обжимает инструмент, а также из за острых торцов муфт бурильных труб, происходит быстрый износ сальниковых уплотнений (рисунок 4).

Замена сальника происходит, в среднем, четыре раза за скважину. При двенадцати скважинах в год расходуется 48 сальников. Закупочная стоимость одного сальника порядка 188 000 рублей, следовательно, в год на одни сальники уходит 9 024 000.

Дело в том, что муфта буровой трубы Grant Pridesco довольно острая:

Это приводит к износу резинового сальника при спускоподъемных операциях (особенно в зимнее время). Так же резиновый сальник «протирает» инструмент при подъеме и вся нефть остается в скважине.



Рисунок 4. Изношенный сальник вращающегося отклонителя потока

Предлагается изменить конструкцию сальникового уплотнения конструкцию так, чтобы резиновый сальник был сделан подобно уплотнителю в кольцевом превенторе, с «лепестками».

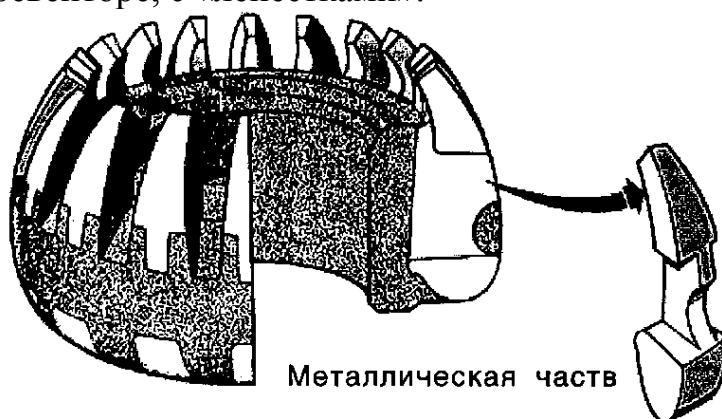


Рисунок 5. Уплотнитель кольцевого превентора

То есть, когда через резиновый элемент проходит тело трубы «лепестки» сжимались, а когда проходит муфта – разжимались.

Заключение

Рассмотрено противовыбросовое оборудование, которое используется при обвязке устья скважины на депрессии, рассмотрены основные причины выхода из строя отклонителя потока и предложены конструктивные решения для увеличения его межремонтного периода, в частности, изменения конструкции сальникового уплотнения

Библиографический список

1. Гульянц, Г. М. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин / Г. М. Гульянц. - Москва : Недра, 1983. - 384 с.
2. Марков, О. В. Подводное противовыбросовое оборудование и особенности управления скважиной на море : учебное пособие / О. А. Марков, В. М. Подгорнов, В. И. Исаев. – Москва : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2009. - 94 с.
3. Абубакиров, В. Ф. Оборудование буровое, противовыбросовое и устьевое / В. Ф. Абубакиров. – Москва : Недра, 2007. - 736 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ПАРТИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ И ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА БУРОВЫХ УСТАНОВКАХ БУ-4000/250 ЭЧК БМ И УБК 250 МК-Ч

Плотников С.А.
Тюменский индустриальный университет

Аннотация

В статье рассматриваются схемы оптимизации организации труда на буровой установке в связи с постоянным развитием новых технологий, оборудования, процессов автоматизации, визуализации и передачи данных.

Введение

Технология бурения не стоит на месте, она находится в постоянном развитии, поэтому повышение качества выполняемых работ, сокращение времени бурения и непроизводительных затрат на всех этапах строительства скважин – напрямую зависит от возможности компании наиболее эффективно внедрять и рационально использовать современное оборудование, технологии моделирования, проектирования и сопровождения бурения, анализировать данные реального времени, накапливать и повторно использовать технические знания и передовой опыт.

Наиболее распространенными в ОАО "Сургутнефтегаз" являются современные буровые установки БУ 4000/225 ЭЧК БМ и УБК 250 МК-Ч.

Вышеперечисленные буровые установки востребованы за счет высокой автоматизации рабочего процесса.

Высокая автоматизация на данном станке достигнута за счет применения системы контроля параметров бурения (СКПБ) связанной с автоматической системой управления (АСУ) буровой установки [1].

Система контроля параметров бурения (СКПБ) предназначена для измерения, визуализации и документирования основных параметров работы бурового оборудования: буровой лебедки, насосов, циркуляционной системы (ЦС), а также для контроля загазованности воздушной среды в модулях буровой установки по отравляющим и взрывоопасным смесям газов. Выходные сигналы СКПБ используются в АСУ буровой установки, для информирования по показателям технологических параметров, а также для аварийной сигнализации и выдачи блокирующих сигналов по пороговым значениям ряда параметров.

Архив данных СКПБ может использоваться для анализа работы буровой установки и персонала буровой бригады, а также системами АСУ верхнего уровня.

Данная система полностью дублирует контроль параметров партии ГТИ кроме газового каротажа, а именно:

- Вес на крюке;
- Положение талевого блока;
- Глубина забоя;
- Положение долота над забоем;
- Скорость движения талевого блока;
- Нагрузка на долото;
- Число оборотов ротора;
- Крутящий момент на роторе;
- Крутящий момент механических ключей;
- Суммарный объем долива скважины при СПО;
- Давление на выходе из каждого бурового насоса;
- Давление бурового раствора в нагнетательном манифольде (стояк);
- Подача бурового раствора каждым буровым насосом;
- Суммарный расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;
- Суммарный объем раствора и отдельно в каждой из емкостей;
- Плотность бурового раствора на входе и выходе из скважины;
- Плотность бурового раствора в каждой емкости;
- Температура бурового раствора на входе и выходе из скважины;[2]

На сегодняшний день на Яунлорском месторождении проведены испытания данной системы, где подтверждена ее работоспособность.

Постановка задачи

Система контроля параметров бурения (СКПБ) имеет следующие преимущества:

- Мобильность - за счет применения Wi-Fi технологий;

- Рациональное использование датчиков - показания одного датчика СКПБ может использоваться различными службами;
- Оперативная передача информации;
- Разделение труда - за счет введения в действие НТД по работе с СКПБ;
- Увеличена калибровка датчиков - с 1 года до 5 лет;

Но, несмотря на все преимущества данной системы, существующая схема организации работы на кустовой площадке не позволяет рационально использовать все функции системы контроля параметров бурения.

На сегодняшний день на кустовой площадке имеется партия ГТИ и СКПБ, функции которых дублируются за исключением проведения газового каротажа, также имеется партия ИТС, в свою очередь функции которой частично дублируются с ГТИ и СКПБ. В результате чего, получается схема организации труда, в которой выполняемые функции задвоены и частично затроены, что ведет к неэффективному и нерациональному использованию оборудования и человеческих ресурсов.

Кроме того на сегодняшний день расположение пунктов инженерно-технических работников (инженер по растворам, инженера по бурению буровых бригад, инженера по бурению ИТС, инженер ГТИ) находится в разрозненном состоянии (прилагается схема), что усложняет коммуникацию между ИТР на кустовой площадке, соответственно увеличивая время принятия важных технологических решений во время бурения, которые позволяют значительно оптимизировать рабочий процесс, повысить скорость проходки и качество выполняемых работ, а также снизить вероятность аварий и осложнений.

Предлагаемое решение и преимущества после внедрения

В связи с вышеперечисленными проблемами предлагается создать на базе вагона-станции ИТС новую структуру - пункт управления бурением (ПУБ).

Пункт управления бурением - состоит из:

- Партия ИТС - 7 человек;
- Партия ГТИ - 3 человека;
- Представитель буровой бригады - 2 человек;
- Инженер по растворам - 2 человек;

Всего: 14 человек.

Создание пункта управления бурением решает ряд задач:

- повышает эффективность и рациональность использования нового оборудования в Обществе.
- повышает скорость и качество принимаемых решений во время бурения, за счет повышения коммуникации между ИТР.
- повысить скорость бурения и качество выполняемых работ.
- снизить вероятность аварий и осложнений во время бурения.
- снизить нерациональные затраты Общества.

- снизить непроизводительное время, связанное как с принятием важных технологических решений, так и с техническими простоями буровых бригад.

Экономический эффект от внедрения средств автоматизации может быть лишь косвенным, так как внедренные средства автоматизации не являются прямым источником дохода, а являются либо вспомогательным средством организации получения прибыли, либо помогают минимизировать затраты.

Заключение

Сложившаяся схема организации труда не совместима с внедренным оборудованием и современными технологиями и также требует реорганизации самой схемы и функций внутри нее, иначе положительный эффект от инноваций может оказаться не только нулевым, но и убыточным.

И поэтому вопрос об изменении схемы организации труда с каждым годом становится все более актуальным и требующим должного внимания.

Библиографический список

1. Анашкина, А. Е. Справочник мастера по вышкостроению / А. Е. Анашкина, И. Р. Еникеев, А. Е. Анашкин. – Москва : ЦентрОЛитНефтеГаз, 2008. – 424 с.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов ВУЗов : в 5 т. - Т. 1 / под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Тюмень : ТИУ, 2017. - 580 с.

Научный руководитель – Анашкина А.Е., канд. техн. наук, доцент

К РЕШЕНИЮ ВОПРОСА САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Поляков Н.Н.¹, Беляев О.В.², Тукмакова Т.Н.³
^{1,2}Филиал ТИУ в г. Нижневартовске
³Тюменский индустриальный университет

Наличие в геологическом разрезе месторождениях Западной Сибири высококоллоидальных глин, которые при воздействии с буровой промывочной жидкости (БПЖ) на водной основе набухают, гидратируют и диспергируют приводит к возникновению осложнений при бурении нефтяных газовых скважин. В результате нарушается устойчивость ствола скважины, что приводит к осыпям и обвалам, свойства бурового раствора изменяются, снижается механическая скорость бурения, возникает образование сальников, что в последствие приводит к прихвату бурильного инструмента [1].

Сальникообразование - это налипание вязкой глины с частицами выбуренной породы на бурильный инструмент. Они обычно трудно поддаются разрушению, вызывая затяжки и прихваты бурильной колонны.

Анализ промысловых данных по числу и интервалам возникновения затяжек на месторождениях, разбуриваемых ОАО «Сургутнефтегаз» показал, что в ста скважинах по Русскинскому и Федоровскому месторождениям процент затяжек составил 23%. Установлено, что наибольший процент возникновения затяжек приурочен к интервалам залегания Мегионской, Баженовской и Георгиевской свит, породы которых представлены в основном аргиллитами с глинистостью 13-18 % (рисунок 1).

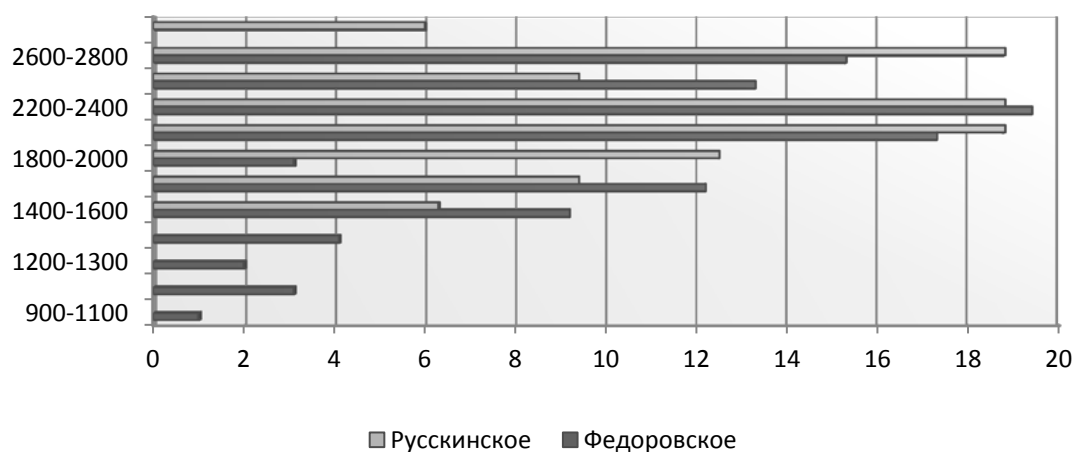


Рисунок 1. Частота возникновения затяжек в различных интервалах на Русскинском и Федоровском месторождениях

Анализ причин сальникообразования позволил объединить их в две группы. К первой группе относятся причины, вызванные несоответствием состава и свойств буровой промывочной жидкости (БПЖ) геологическим условиям бурения. Ко второй группе относятся технологические причины, вызванные неправильно подобранным режимом бурения и техническими средствами (таблица 1) [1, 2].

Так несоответствие плотности буровой промывочной жидкости приводит к снижению давления на стенки скважины и возникновению осыпей и обвалов глинистых пород. Кроме того, плотность, как известно, обеспечивает плавучесть шлама и поэтому при низкой плотности, частицы шлама (глины) осаждаются под действием силы тяжести, что может привести к их скоплению в местах сужения затрубного пространства и на бурильном инструменте. К этим же последствиям приводит и недостаточные тиксотропные свойства глинистого раствора, обеспечивающие необходимое значение статического напряжения сдвига, позволяющее удерживать частицы шлама, кольматанта и утяжелителя во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции.

Причины образования сальников на бурильном инструменте

Причины, связанные с БПЖ	Технологические
Низкая плотность	Несоответствие типа долот разбуриваемым породам
Неудовлетворительные реологические показатели (вязкость, динамическое напряжение сдвига)	Неправильно подобранный режим бурения и промывок (механическая скорость, скорость вращения БК, скорость потока бурового раствора)
Низкая ингибирующая способность раствора	Нарушение герметичности бурильных труб
Недостаточная очистка бурового раствора	Сгребание глинистой корки при СПО
Низкие значения триботехнических свойств	Несоответствие конструкции скважины
Высокие значения статической водоотдачи и образование толстой глинистой корки	Оставление инструмента в скважине без движения на длительное время
	Профиль и геометрия скважины

Неудовлетворительные реологические показатели, такие как пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига снижают качество промывки скважины и приводят к скоплению шлама в затрубном пространстве.

Особенно влияют на образование сальников ингибирующие свойства раствора. Раствор с низкой способностью ингибировать набухание и диспергирование глинистых пород не способствует сохранению стабильности ствола скважины и кроме того вызывает диспергирование выбуренного шлама, переход его в дисперсию, что приводит в конечном итоге к росту концентрации глины в кольцевом пространстве, а так же увеличению плотности и пластической вязкости раствора. Рост плотности раствора и его вязкости требует дополнительных давлений для прокачивания и создает условия для фильтрации раствора в пласт и увеличения толщины глинистой корки.

Что касается конструкции скважины, то она должна быть запроектирована с учетом обеспечения достаточной выносящей способности потока по всему стволу за счет создания необходимого диаметра кольцевого пространства, исходя из существующих технических средств, технологических рекомендаций и накопленного опыта.

Сальники могут образовываться за счет молекулярных сил притяжения, адгезии и давления прижатия шлама, возникающего в межзубцовых пространствах шарошек или между лопастями долот PDC, если выбранный тип долота не соответствует разбуриваемым породам, например. Саль-

ник препятствует эффективному разрушению горной породы зубьями долота и на КНБК в местах резкого изменения сечения при вращении образуется шламовая пробка. Поэтому необходимо применять гидромониторные долота с увеличенным диаметром насадок, обеспечивающих большой расход жидкости.

Вероятность образования сальников в направленных скважинах увеличивается с ростом угла наклона, поскольку создаются условия для образования слоя шлама на нижней стенке скважины и увеличения концентрации глины в растворе на протяженном участке горизонтального ствола.

На рисунке 2 представлена схема признаков образования сальников на бурильном инструменте.



Рисунок 2. Схема признаков сальникообразования

Чтобы исключить возможность образования глинистых сальников на бурильной колонне необходимо обрабатывать БПЖ “антисальниковыми” добавками на основе гидрофобных ПАВ, позволяющих снизить поверхностное натяжение, повысить смазывающую способность, уменьшить степень налипания глины и одновременно обладающих ингибирующими свойствами. Эти добавки следует добавлять в раствор при наращивании и при возникновении признаков сальникообразования.

Наиболее простым и эффективным способом предотвращения образования сальника в процессе бурения является введение в раствор “антисальниковых” гидрофобизирующих добавок, которые адсорбируются на поверхности раздела фаз (долоте, глине). Основные гидрофобизирующие соединения: 1) алкилированная янтарная кислота и ее производные; 2) эфиры жирных кислот и многоатомных спиртов; 3) производные оксикарбоновых кислот; 4) оксиэтилированные жирные кислоты; 5) азотсодержащие соединения [3].

При добавлении “антисальниковой” добавки в БПЖ образовывается слой ПАВ на поверхности металла, контактирующего с буровой жидкостью. Неполарные алифатические радикалы ПАВ ориентированы в сторону водной фазы, а полярные части молекул ориентируются к поверхности

металла, что приводит к гидрофобизации металла и образованию на его поверхности слоя адсорбированного активного вещества (рисунок 3).

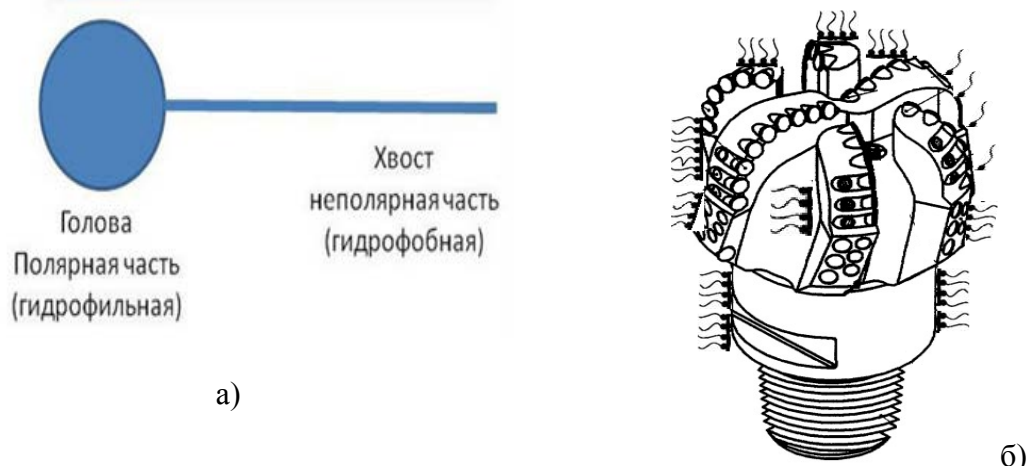


Рисунок 3. Дифильное строение молекулы ПАВ (а) и схема адсорбции молекул ПАВ на поверхности долота (б)

В Западной Сибири высокую эффективность в борьбе с сальниковыми образованиями показали добавки: “Driltal 131” и “Driltal 134” производства итальянского концерна «Lamberti SPA»; “FREE PIPE” компании ООО «Ойл Энерджи», реагенты ДПС, Оптибур, Антистик научно-производственного объединения «Буринтех»; Ингидол-ДТ фирмы ООО «Химпром»; противосальниковая добавка Детергент HS™ - ГК «Миррико» и др.

Главные преимущества этих добавок: экологичность, экономичность и эффективность в малых концентрациях. В небольшой концентрации (0,01 – 0,03 %) они улучшают антисальниковые и смазывающие свойства бурового раствора и препятствуют диспергированию шлама (таблица 2).

Таблица № 2

Характеристики антисальниковых добавок

Добавки	Производитель	Компонентный состав
DRILTAL 13	Lamberti SPA	Смесь безвредных для окружающей среды поверхностно-активных веществ и синтетических жидкостей
ДПС	Антистик научно-производственного объединения «Буринтех»	Водная смесь поверхностно-активных веществ
ОПТИБУР		Специально разработанная экологическая безопасная добавка, состоящая из синтетических жидкостей
БУРИНТЕХ-АНТИСТИК		Комплексный реагент: смесь эмульгирующих, гелеобразующих и суспендирующих агентов и смачивающих веществ,

ИНГИДОЛ ДТ	ООО «Химпром»	Многокомпонентный комплекс, включающий природные масла и простые полиэфиры
ДЕТЕРГЕНТ HS™	ГК «Миррико»	Водный раствор смеси ПАВ с триэтиленгликолями

Библиографический список

1. Овчинников, В. П. Буровые и промывочные растворы : учебное пособие / В. П. Овчинников, Н. А. Аксёнова. – Тюмень : Экспресс, 2011. - 309 с.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов вуза : в 5 т. - Т. 1 / В. П. Овчинников [и др.] ; под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2017. - 580 с.
3. Современные составы буровых растворов / В. П. Овчинников [и др.]. – Тюмень : Экспресс, 2013. – 180 с.

РЕМОНТ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Попова Ж.С.

Тюменский индустриальный университет

Энергетическая стратегия России предусматривает довести добычу нефти в России до 530 – 535 млн. тонн и газа до 885 – 940 млрд. м³ в год до 2030 года. Ведущую роль занимает Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. В настоящее время большинство газовых месторождений находятся на завершающей стадии, а нефтяные входят в позднюю стадию разработки.

Падение пластового давления является основным фактором, осложняющим эксплуатацию нефтяных и газовых залежей на завершающей стадии, а также увеличение обводненности продукции; большой возраст эксплуатационного фонда скважин. Большое количество бездействующих скважин приводит к необходимости проведения ремонтных и восстановительных работ [1], а также сложных капитальных ремонтов, которые подразумевают применение комплекса технологических операций, оборудования и инструмента. Это приводит к большей продолжительности ремонта, уменьшению эффективности и увеличению аварийности работ.

Осложнения и аварии в процессе бурения и ремонта скважин являются сложными операциями. Глушение скважин перед ремонтом не всегда целесообразно при депрессии или аномально низких пластовых давлениях. Проведение внутрискважинных операций без глушения скважины возможно с применением технологии «непрерывная труба» (гибкая труба) [2].

Применение технологии «непрерывная труба» (НТ) имеет ряд преимуществ таких как, применение технологии при низких гидростатических давлениях, сокращение времени на спуско-подъемные операции, применение мобильных передвижных установок, сокращение расходных материалов за счет малых диаметров и кольцевых зазоров [3], а также недостатки – ограничение применение технологии по глубине скважины и нагрузке, невозможность проворота колонны.

Анализ работ по ремонту скважин на Ямбургском ГКМ, показывает, что ремонт скважины, проводимый с помощью НТ, может перейти в разряд технологически сложного, по причине прихвата или обрыва ГТ, в процессе проведения таких скважино-операций как промывка, или вызов притока в скважине (рисунок 1).

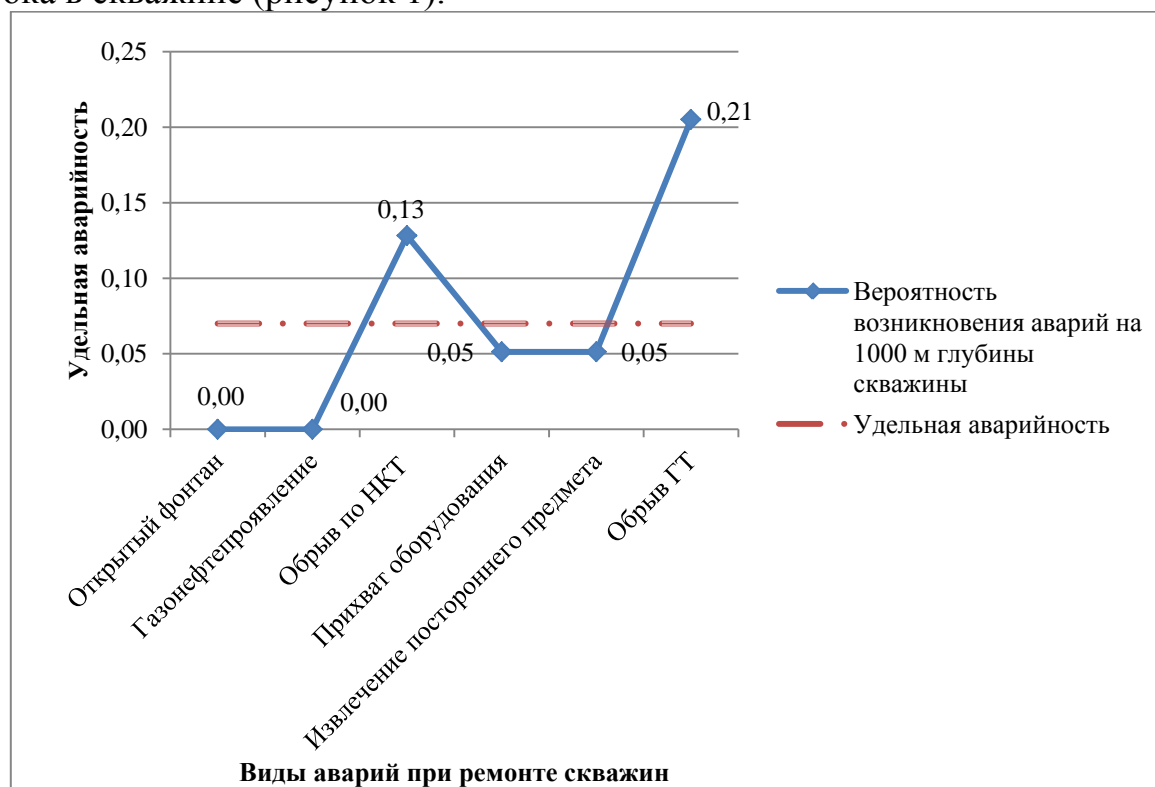


Рисунок 1. Распределение коэффициента аварийности на Ямбургском месторождении

Наиболее частым видом аварии в процессе КРС является обрыв ГТ, при этом удельная частота возникновения аварий составила 0,21 на 1000 м проходки в год, а среднее время на ликвидацию данных аварий занимает более 30 сут. Рост аварий связан с изношенностью фонда, что снижает эффективность проводимого ремонта скважины, при этом возрастают как технологические риски (аварии, слом инструмента, газонефтеводопроявления), так и негативное воздействие на окружающую природную среду и наносимый ей экологический ущерб (экологические риски) [4].

При применении технологии НТ для устранения прихвата (обрыва) ГТ необходимо воспользоваться срезными плашками превентора, произвести замену ГТ на ГТ меньшего диаметра, произвести промывку забоя, за-

тем произвести извлечение прихваченной ГТ с помощью специальной компоновки (труборез, забойный двигатель, гидравлический якорь, коннектор для срезки, ловильный инструмент, гидравлический домкрат, забойный двигатель, гидравлический якорь, коннектор) [5].

Характерной особенностью гидравлического домкрата является то, что при его использовании на колонну ГТ не создается осевой нагрузки за счет гидравлического якоря, а срыв прихваченного оборудования происходит за счет усилия на выходной штанге гидравлического домкрата, которое может достигать до 686,7 кН (70 т).

Предлагаемый способ позволяет надежно и с большой степенью вероятности извлечь прихваченную колонну гибких труб из скважины. При этом сокращается продолжительность ремонтных работ с 30 до 20 сут. только за счет исключения таких работ как смена подъемного агрегата и глушение скважины, без учета дополнительных вспомогательных операций сопутствующих ведению ремонтных работ с помощью ППА.

При этом исключено глушения скважины, которое снижает фильтрационно-емкостные свойства пласта в процессе ремонта скважины.

Библиографический список

1. Ваганов, Ю. В. К вопросу методологического обеспечения капитального ремонта скважин на современном этапе разработки месторождений / Ю. В. Ваганов // Известия вузов. Нефть и газ. - 2014.- № 6. – С. 70-74.
2. Кустышев, А. В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири / А. В. Кустышев – Москва : Газпром экспо, 2010. - 255 с.
3. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб / А. Г. Молчанов. – Москва : Изд-во Академии горных наук, 1999. – 224 с.
4. Кустышев, А. В. Оценка экологических рисков при капитальном ремонте и реконструкции нефтяных и газовых скважин [Текст] / А. В. Кустышев, Ю. В. Ваганов, В. В. Журавлев // Безопасность труда в промышленности. – 2013. - № 9. - С. 76-82.
5. Ловильные работы в нефтяных и газовых скважинах с помощью гибких труб [Текст] / Ю. В. Ваганов [и др.] // Время колтюбинга. – 2015. - № 2. - С. 46-52.

Научный руководитель - Ваганов Ю.В., канд. техн. наук, доцент.

СПЕЦИАЛЬНАЯ ШЛАКОЦЕМЕНТНАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СКВАЖИН

Рожкова О.В.¹, Аксёнова Н.А.², Окансей Э.³

^{1,3}Тюменский индустриальный университет;

²Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В настоящее время количество месторождений с легкодоступными по геологическим и технологическим условиям сокращается[1]. Все большее внимание уделяется залежам, залегающим на большей глубине, например, продуктивным горизонтам юры, ачимовской свиты, валанжина и др., в том числе и разработке месторождений высоковязких нефтей (в Татарстане – Мордово-Кармальское, Ашальчинское и проч., в Оренбуржье – отложения доманикового горизонта; в Западной и Восточной Сибири – отложения баженовской свиты). Прогнозируемые запасы в них намного превышают ранее открытые освоенные и осваиваемые месторождения[2].

Специфической особенностью строительства скважин на этих месторождениях являются либо наличие высоких пластовых температур (более 100°С) и давлений (более 50 МПа), либо использование для интенсификации притока пластового флюида в скважину термических методов воздействия на пластовый флюид.

В свое время Мачинским Е.К., Булатовым А.И., Новохатским Д.Ф., Рахимбаевым Ш.М. и др. были предложены для цементирования высокотемпературных скважин тампонажные композиции (ШПЦС-120, ШПЦС-200, УЩЦ-120, УЩЦ-200 и др.) с использованием доменных и металлургических шлаков. Низкая седиментационная устойчивость, высокая величина фильтратоотдачи растворов на их основе, «сбросы» прочности в температурных интервалах 120÷150 °С, ограничивало их применение.

Преимущество использования шлаков было обусловлено его составом – практически идентичным составу портланцементного клинкера при меньшим содержанием оксидов кальция и большим содержанием оксидов кремния в химическом отношении, а в минералогическом - двухкальциевого силиката β-модификации[3,4].

Цементный камень, сформированный в заколонном пространстве против продуктивного пласта и на определенном расстоянии выше и ниже его в этих условиях, подвержен температурному воздействию[5]. В результате, не исключено формирование в нем трещин и каналов, являющихся проводниками пластового флюида в выше и ниже лежащие проницаемые пласты и даже (что особо плохо) на устье. Подтверждением могут служить и данные АКЦ, представленные в таблице 1. Анализу были подвергнуты интервалы, залегающие ниже 2000 м, что было обусловлено температурным фактором – более 70°С.

Учитывая изложенное, обосновывается возможность рассмотрения использования гранулированных доменных шлаков производственного предприятия ООО «Мечел-Материалы». Дополнительно учтено наличие у предприятия вертикальных валковых мельниц LM53.3, обеспечивающих возможность помола до $450\div 600 \text{ м}^2/\text{кг}$ (в шаровых мельницах помол возможен до удельной поверхности $250\div 350 \text{ м}^2/\text{кг}$) [6,7].

Таблица № 1

Результаты анализа данных АКЦ

№ скважины	Площадь	Глубина, м	Качество сцепления цементного камня с обсадной колонной				
			отсутствует	плохое	частичное	жесткое	Коэффициент качества
757-Р	Уренгойская	3789	82,4	9,5	3,4	4,7	0,09
2359	Уренгойская	2714	23,8	35,1	41,1	0	0,3
743	УГКМ	3759	54,7	0	45,3	0	0,33
103	Самбурская	4168	50,1	28,3	8,9	12,6	0,4
201336	Уренгойская	2826	21,3	0	59,1	19,6	0,66
728	Уренгойская	3704	76,2	7,0	14,1	2,7	0,15
5018	Восточно-Медвежья	3600	36	14	50	0	0,2
93	Ямсовейская	3343	48,7	17,5	6,3	27,5	0,45

Содержание шлака варьировалось - $20\div 80\%$. Компоненты смешивались в сухом виде и затворялись на технической воде при водосмесевом отношении $V/C=0,55$. Для сравнения выбран тампонажный материал ПЦТ- I -G-CC-1.

На основании результатов лабораторных исследований установлено следующее:

- возможность использования данных тампонажных композиций для цементирования интервалов высоких температур нефтяных и газовых скважин;

- тампонажный раствор стабилен, седиментационно устойчив, обеспечивает формирование цементного камня высокой прочности и низкой проницаемости в условиях высоких температур ($80-120^\circ\text{C}$).

Опытно-промышленные испытания были проведены на 6 скважинах Уренгойского месторождения. Добавление доменного шлака ($80\div 20$) осуществлялось в последние 5 м^3 тампонажного раствора, что использовался в интервале продуктивного пласта и высоких температур на высоте 150-200м.

Качество цементирования термостойкости материала оценивалось по данным замеров акустической цементометрии (АКЦ). Результаты исследований представлены в таблице 2.

Результаты анализа данных АКЦ на Уренгойском месторождении

Номер скважины	Максимальная температура, °С	Результаты АКЦ через 2 месяца			
		Плохой или отсутствует	Частичный	Жесткий	Коэффициент качества
	122	-	11,1	88,9	0,85
	133	-	10,2	89,8	0,84
	127	-	10,7	89,3	0,89
	127	-	11,4	88,6	0,81

Из данных таблицы видно, что качество сцепления цементного камня с обсадной колонной высокое, что говорит, о термостойкости цементного камня, отсутствии деструкционных явлений. На долю жесткого сцепления приходится около 88-90%, в то время как ранее оно составляло не более 0,66. Таким образом решение проблемы цементирование высокотемпературных скважин возможно путем использования тампонажного материала на основе доменного гранулированного шлака.

Библиографический список

1. Булатов, А. И. Тампонажные материалы / А. И. Булатов, В. С. Данюшевский. – Москва : Недра, 1987. - 280 с.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : в 5 т. - Т. 2 : Управление и контроль / ред. В. П. Овчинников. - Тюмень : ТИУ 2017. - 558 с.
3. Аксёнова, Н. А. К вопросу крепления высокотемпературных скважин / Н. А. Аксёнова, О. В. Рожкова, В. А. Федоровская // Материалы девятой научно-технической конференции. – Т. 1. - Тюмень, 2014. - С. 44–49.
4. Рожкова, О. В. Результаты исследования свойств цементно-шлаковых композиций для крепления глубоких скважин / О. В. Рожкова // Материалы VII Тюменского инновационного нефтегазового форума 21–22 сент. 2016. - Тюмень, 2016. - С. 70-74.
5. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах / В. М. Кравцов [и др.]. - Москва : Недра, 1987. - 190 с.
6. Аксёнова, Н. А. К вопросу крепления высокотемпературных скважин / Н. А. Аксёнова, О. В. Рожкова, В. А. Федоровская // Геология и нефтегазодность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы девятой научно-технической конференции. – Т. 1. - Тюмень, 2014. – С. 44-49.
7. Результаты исследования влияния шлака на термостойкость цементного камня / В. П. Овчинников [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. - № 10. – С. 14-16.

К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ МИКРОСФЕР ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Смирнов Р.А.¹, Шедь С.Н.², Рожкова О.В.³, Тукмакова Т.Н.⁴

^{1,2}Филиал ТИУ в г. Нижневартовске;

^{3,4}Тюменский индустриальный университет

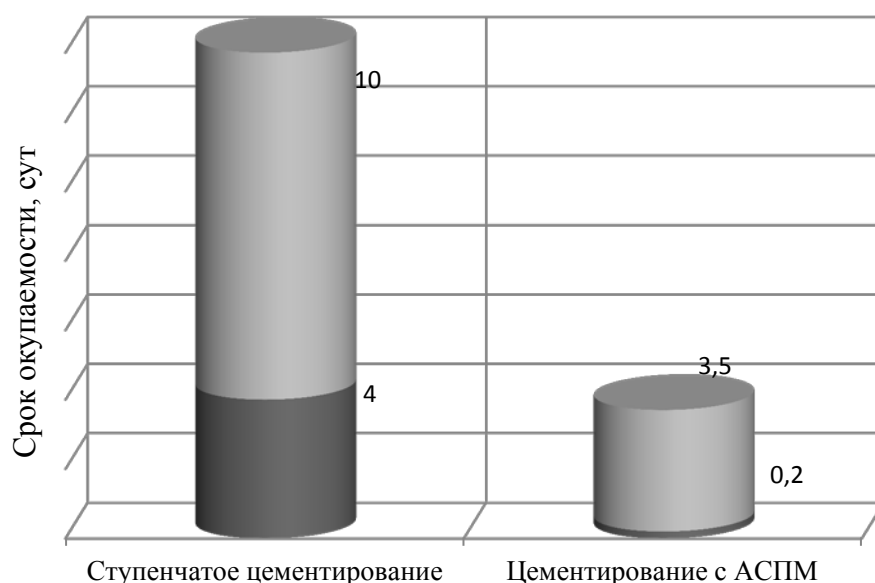
Применение микросфер в практике строительства скважин в последнее время приобрело многопрофильный характер. Если первоначально микросферы применяли лишь в качестве облегчающей добавки к тампонажным материалам при цементировании скважин, то в настоящее время область их применения значительно увеличилась, увеличилось так же и разнообразие применяемых микросфер.

В связи с выработкой продуктивных пластов на большинстве месторождений Западной Сибири возникает необходимость увеличения глубин скважин для эксплуатации более глубоких продуктивных пластов. Крепление глубоких скважин требует применения технологии ступенчатого цементирования, применение которой связано с дополнительными экономическими и временными затратами (рисунок 1). Поэтому актуальным является применение при креплении скважин технологии одноступенчатого цементирования с использованием облегченных тампонажных растворов, позволяющих снизить давление на слабые и продуктивные пласты. Решение проблемы строительства таких скважин достигается использованием высококачественных цементных тампонажных материалов с полыми стеклянными микросферами, обеспечивающих высокую эксплуатационную надежность крепи скважины.

В составе облегченного тампонажного раствора применяют тампонажный портландцемент, стеклянные микросферы из натриево-борсиликатного стекла (МС), алюмосиликатные полые микросферы (АСПМ), или стеклянные высокопрочные газонаполненные микросферы (ВМС), алюмосиликатные микросферы Izolight. Высокая прочность микросфер способствует сохранению постоянной плотности тампонажного раствора по всей высоте затрубного пространства. Тампонажный раствор с добавкой микросфер устойчив к седиментации, а образующийся цементный камень имеет высокую прочность и низкую проницаемость. Использование микросфер позволяет снизить плотность тампонажного раствора от 1450 - 1030 кг/м³ за счет низкой плотности самих микросфер (400-700 кг/м³), а также за счет их повышенной водопотребности ($V/Ц = 0,7 \div 0,8$). За счет сферической формы микросфер, тампонажный раствор имеет невысокую вязкость и характеризуется низкими гидравлическими сопротивлениями при течении по заколонному пространству. Схлapyвание части микросфер (5 – 7%) и образование абразивных частиц позволяет повысить сцепление цементного камня с породой из-за удаления глинистой корки при течении тампонажного раствора [1].

В последнее время микросферы стали применять и для облегчения буровых промывочных жидкостей. Так применение полых стеклянных микросфер из химически стойкого натрий боросиликатного стекла серии HGS - 3M™ Glass Bubbles с плотностью от 150- 250 кг/м³ позволяет снизить плотность буровых растворов до 650 кг/м³, а тампонажных растворов 1100 кг/м³. Эти микросферы характеризуются высокой прочностью 5-10 МПа. Идеальная сферическая форма микросфер 3M серии HGS способствует улучшению текучести буровых растворов за счет снижения их вязкости. Слабые щелочные свойства микросфер 3M позволяют совмещать их с большинством полимерных реагентов.

Известно применение микросфер в качестве «сухой» смазывающей добавки для облегчения спуска обсадных колонн и хвостовиков [2] на месторождениях ООО «РН-Уватнефтегаз». Калиброванные стеклянные микросферы (Ø=800 мкм) добавляли в буровой раствор перед спуском эксплуатационной колонны в скважину с отходом от вертикали 3500 м. Такая технология, совместно с полужесткими центраторами, позволила снизить коэффициенты трения до 0,30 в открытом стволе и 0,20 в обсаженном стволе.



Способы цементирования

Рисунок 1. Сроки окупаемости в зависимости от варианта цементирования, сут

Микросферы применяют также для изготовления легких проппантов, используемых при проведении гидравлического разрыва пласта [3]. Такой легкий проппант имеет пикнометрическую плотность 1100-2500 г/см³ и состоит из смеси порошкообразного алюмосиликатного сырья, силикатных микросфер (1-70 %) и связующей полимерной смеси.

Применение легких проппантов с микросферами позволяет получить дешевую жидкость гидроразрыва низкой плотности и вязкости, что улучшает очистку трещин гидроразрыва и увеличивает эффективную длину трещины гидроразрыва и соответственно повышает нефтеотдачу продуктивного пласта. Из-за низкой скорости оседания в жидкости, легкие проппанты, способны проникать в устье образовавшихся трещин, увеличив, таким образом, дренажную площадь продуктивного пласта.

Таким образом, проведенный анализ показал, что применение микросфер в практике строительства скважин не ограничивается только тампонажными материалами, они так же нашли применение и в составе буровых промывочных жидкостей, технологических жидкостей для заканчивания скважин: составы для глушения, тампонажные материалы для ремонтно-изоляционных работ, а также в жидкостях для гидроразрыва пластов.

Библиографический список

1. Овчинников, В. П. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня: учебное пособие для вузов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксёнова, П. В. Овчинников. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2007. - 370 с.
2. Кустарев, Д. А. Лучшие практики ООО «РН-Уватнефтегаз» по спуску обсадных колонн в глубокие скважины / Д. А. Кустарев, С. А. Сигарев // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». Приложение: Бурение и заканчивание скважин. - 2014. - № 2. – С. 49-54.
3. Легкий проппант [Электронный ресурс] // Патентный поиск. – Режим доступа : <http://www.findpatent.ru/patent/247/2472837.html> © FindPatent.ru.

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИХВАТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ПОД КОНДУКТОР НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Хайбдрахманов Д.Т., Аксёнова Н.А., Энгиноев К.Б.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Прихват бурильной колонны или КНБК являются одним из наиболее тяжелых видов аварий, т.к. во многих случаях заканчиваются торпедированием инструмента и перебуриванием части ствола скважины (рисунок 1). Угроза прихвата труб проявляется по крутящему моменту, нагрузках выше собственного веса при СПО, при выполнении наращивания. Необходимо осознавать причины невозможности свободного хождения бурового инструмента с тем, чтобы можно было принимать обоснованные решения о дальнейших действиях. Подрядчики должны иметь представление о

том, почему буровому инструменту угрожает прихват. Причины ограничения подвижности бурового инструмента можно предположить по косвенным признакам, полученным на поверхности. Влияние на движение трубы при подъеме, вращении или спуске с включенным или выключенным буровым насосом – это примеры признаков, на основе которых можно построить гипотетическую картину происходящего в скважине. Данные, полученные при тщательном изучении шлама, видимого на вибросите, служат признаком источника осложнений в скважине. Прихваты могут возникать в результате: перепада давления (дифференциальный прихват); образования сальников; обвалов и сужения ствола скважины; заклинивания элементов бурильной/обсадной колонны в стволе скважины; попадания посторонних предметов в скважину; низкой удерживающей способности раствора. Прихваты могут происходить как в открытом, так и в обсаженном стволе скважины.

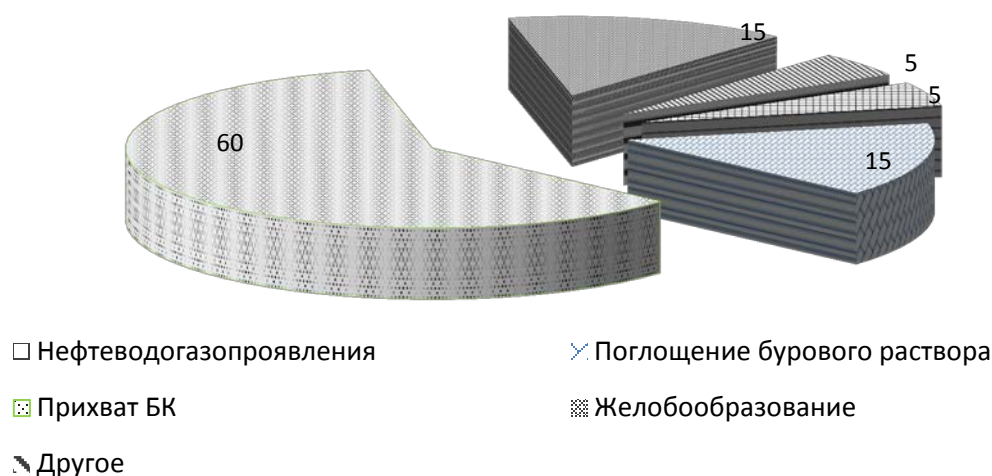


Рисунок 1. Диаграмма распределения осложнений и аварий при бурении скважин

При анализе промысловых данных установлено, что на Самотлорском месторождении, при бурении под кондуктор, глубина которого составляет в среднем от 800-850 м по вертикали (870-1100 м по стволу), наиболее часто случаются прихваты в интервале Люлинворской свиты 390-560 м (по вертикали).

Возникает вопрос почему, когда имеется огромный опыт бурения на такую глубину, применяются современного уровня технологии и технических средства, отсутствуют причины технологического характера (большие углы и маленькие диаметры), разработано большое количество регламентирующих документов и стандартов, прихваты имеют место быть.

Основной причиной, как указывается в проектах на строительство скважин, является отклонение параметров промывочной жидкости от проектных, неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление бурильного инструмента без движения более 5 минут.

Для того чтобы понять причину прихвата необходимо провести анализ физико-механических и литологических особенностей горных пород при бурении в интервале под кондуктор. Анализ показал, что в этом интервале залегают глины, чередующиеся с песками (таблица 1), причем глинистость составляет 95 %. Глины, как известно, характеризуются большой дисперсностью и гидрофильностью, которая способствует набуханию, диспергированию и переходу в раствор, что приводит к разупрочнению пород, слагающих стенки скважины, увеличению концентрации глины в растворе, а соответственно и изменению технологических свойств растворов.

Таблица № 1

Литологический разрез скважины при бурении под кондуктор

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Стандартное описание горной породы	Вид осложнений, приводящих к прихвату
от (верх)	до (низ)	название	индекс		
0	125	Четвертичные отложения	Q	Глины серые, пески желтовато-серые	Сальникообразование, дифференциальный прихват. Потеря устойчивости стенок ствола скважины
125	140	Журавская	P _{2/3}	Глины серые с прослоями бурых углей, пески серые	
140	240	Новомихайловская	P _{2/3}	Глины зеленовато-серые с прослоями песка и алевролита	
240	350	Атлымская	P _{1/3}	Глины диатомовые, алевритистые с прослоями опок	
350	390	Чеганская сви	P _{1/3}	Глины серые, песчанистые	
390	560	Люлинворская	P _{2/2}	Глины алевритистые, опоковидные	
560	655	Талицкая свита	P ₁	Глины серые с прослоями алевролитов и глинистых известняков	

Нами было проанализировано несколько групповых рабочих проектов на строительство скважин на Самотлорском месторождении с целью определить какие растворы рекомендовано применять при бурении в интервале спуска кондуктора. Анализ показал (таблица 2), что в большинстве случаев используются полимерглинистые растворы, содержащие в основном реагенты регуляторы pH, вязкости и водоотдачи, утяжелители, смазывающие и антисальниковые добавки. Анализ показал, что только в двух рецептурах БПЖ (№1 и №7) присутствует ингибирующие добавки «Основа – ГС» и «Кольмасил».

Таблица № 2

Данные по буровым промывочным жидкостям, применяемым при бурении под кондуктор на Самотлорском месторождении

Интервал, м		Название (тип) раствора	Название компонента	Назначение компонента	Показатели свойств раствора	
от (верх)	до (низ)				7	8
2	3	4	5	6	7	8
№1 850 м по вертикали (1099 м по стволу)						
70	1099	поли-мергли-нистый	NaOH	Регулятор pH	ρ	1200
			Основа медиум	Структурообр.	УВ	80-110/ 45-60
			Основа-ГС	Ингибитор	Φ	< 12
			Na ₂ CO ₃	Нейтрализатор Ca ⁺⁺	η _{пл}	12-18
			Барит КБ-3	Утяжелитель	ДНС	72-120
			Seurvey FL	Понизитель Φ	CHC ₁	36-68
			ATREN-FK	Смазывающая и ан-тисальниковая доб.	CHC ₁₀	48-144
			OSNO-DESCO	Разжижитель		
№2 – 820м по вертикали (842 м по стволу)						
70	842	поли-мергли-нистый	NaOH	Регулятор pH	ρ	1240
			Бентонит	Структурообр.	УВ	80-100/ 45-60
			Бенекс	Загуститель (ПАА)	Φ	< 12
			Барит	Утяжелитель	η _{пл}	12-18
			SODA ASH	Нейтрализатор Ca ⁺⁺	ДНС	72-120
			M-I Pac R	Понизитель Φ	CHC ₁	36-68
			D-D	Противосальн. добавка	CHC ₁₀	48-144
			SAPP	Разжижитель		
№3 - 475 по вертикали						
70	475	поли-мергли-нистый	Вода пресная	Основа	ρ	1160
			PAC-L	Регулятор Φ	УВ	60-90
			PAC-R	Регулятор вязкости и Φ	Φ	<15
			SODA ASH	Нейтрализатор Ca ⁺⁺	η _{пл}	12-25
			NaOH	Регулятор pH	ДНС	73-145
			Condet	ПАВ - смачивание	CHC ₁	38-62
			TORQ-TRIM II	Смазывающая доб.	CHC ₁₀	72-120
№4 850 м по вертикали (870 м по стволу)						
70	870	поли-мергли-нистый	Глинопорошок	Структурообр.	ρ	1160
			ПБМВ	Структурообр.	УВ	80-100
			ВПРГ	Регулятор вязк. и Φ	Φ	< 12
			ФК-2000 плюс	Смазывающая доб.	η _{пл}	12-18

			КМЦ-600(700)	Регулятор вязк. и Ф	ДНС	72-120
			Барит	Утяжелитель	СНС ₁	36-68
			NaOH	Регулятор pH	СНС ₁₀	48-144
№5 850 м по вертикали (878 м по стволу), №6 950 по вертикали (1085 м по стволу),						
70	879	поли-мергли-нистый	Бентонит	Структурообразователь	ρ	1160/1250
			Барит	Утяжелитель	УВ	70-90
			SAPP	Дисперсант	Ф	9-12
			DESCO CF	Дисперсант	η _{пл}	10-25
			D-D (выше кровли люлин-ворской свиты)	ПАВ противосальниковый	ДНС	72-120 48-96
			SODA ASH	Нейтрализатор Ca ⁺⁺	СНС ₁	37-72
			PENTA 465	Пеногаситель	СНС ₁₀	48-144
			POLYPAC R	Загуститель, понизитель Ф		
№ 7 850 м по вертикали (967 м по стволу)						
70	967	полимерг-линистый ингиби-рованный	Бентопорошок	Структурообразователь	ρ	1160/1280
			Кампак	Кольматант	УВ	70-90/ 37-45
			Кольмасил	Ингибитор, антисальнико-вый агент	Ф	<12
			Na ₂ CO ₃	Нейтрализатор Ca ⁺⁺	η _{пл}	<25
			НТФ	комплексон	ДНС	72-120
			Premisan D	флокулянт	СНС ₁	37-72
			Premisan Extra	флокулянт	СНС ₁₀	48-144
			Drillingentver	ПАВ		
			NaOH	Регулятор pH		
Примечание: УВ – условная вязкость, с; Ф- - водоотдача, см ³ /кг, η _{пл} – пластическая вязкость, мПа*с, ДНС – динамическое напряжение сдвига, дПа, СНС – статическое напряжение сдвига за 1 мин и 10 мин, дПа № 1-7 – условные номера скважин						

Добавка «Основа-ГС» гидрофибрирует поверхность глины выбуренной породы и стенок скважины. Предотвращает диспергирование шлама, стабилизирует неустойчивые горные породы, склонные к осыпям и обвалам, препятствует сальникообразованию на инструменте. Кроме того, «Основа-ГС» стабилизирует реологические и фильтрационные параметры бурового раствора, в том числе в условиях солевой агрессии.

Борсиликатный реагент «Кольмасил» - регулятор структурно-механических свойств глинистых растворов. Реагент рекомендован в качестве разжижителя, стабилизатора и ингибитора гидратации глин.

По промысловым данным установлено, что при применении рецептов БПЖ на скважинах №5 и №6 (таблица 2) были получены прихваты КНБК, хотя параметры раствора полностью соответствовали требуемым значениям программы промывки. Мы считаем, что основной проблемой возникновения прихватов является низкая ингибирующая способность раствора.

При выборе промывочной жидкости при бурении под кондуктор очень важно учитывать особенности глинистых пород Люлинворской свиты и вышележащих неустойчивых песков и глин. Для предотвращения размыва неустойчивых песков условную вязкость до глубины 350-400 метров (до Люлинворской свиты) поддерживать не ниже 70 сек. При бурении интервала глинистых отложений осуществлять ввод реагентов Premisan D, НТФ и Кольмасил для предотвращения сальникообразования. В некоторых случаях в программе промывки скважин это не учитывается. Разбуривание отложений Талицкой свиты осложняется возможными водопроявлениями, поэтому данный ее необходимо вскрывать с использованием бурового раствора повышенной плотности.

Для ограничения продолжительности воздействия бурового раствора на глинистые отложения и снижения вероятности размыва стенок скважины, интервал бурения под кондуктор необходимо разбуривать с максимально возможной скоростью.

Библиографический список

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вуза : в 5 т. - Т. 4 / В. П. Овчинников [и др.] ; под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014 – 418 с.
2. Аксёнова, Н. А. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин: учебное пособие для вузов: в 3 т. / Н. А. Аксёнова, О. В. Рожков. – Тюмень: ТИУ, 2016.
3. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вуза : в 5 т. - Т. 3 / В. П. Овчинников [и др.] ; под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014 – 418 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ходис В.С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Юрубчено-Тохомское месторождение располагается в Эвенкийском районе Красноярского края. Открыто в 1982 году, освоение началось в 2009 году. По объемам залегаемой нефти сопоставимо с Ванкорским НГКМ и является вторым по значимости крупным проектом НК «Роснефть» в Восточной Сибири.

Территориальное размещение месторождения и тяжелые погодные условия существенно осложняют процесс строительства скважин. В связи с этим возникает необходимость в тщательном анализе применяемого оборудования и технологий бурения и оценке их влияния на технико-экономические показатели проводимых работ.

В работе представлены фактические показатели бурения двух наклонно-направленных скважин на одном месторождении (площади) с идентичными горно-геологическими условиями залегания пород в интервале от 1980 до 2850 м. Способ бурения одинаков для двух скважин — гидравлические забойные двигатели (ГЗД). В качестве привода долот используются винтовые забойные двигатели (ВЗД) типа Д-195 разной заходности – 9/10 и 6/7. При этом, в скв.1 обрабатывались трехшарошечные долота типа 215,9 СЗГАУ с герметизированными маслonaполненными опорами, а в скв.2, предлагаемой автором, применялось долото 215,9 PDC с алмазно-твердосплавными резцами. В таблице приводятся также сведения о стоимости долот, среднем времени одной СПО для заданной глубины бурения, стоимости часа работы БУ и стоимости часа работы ВЗД.

Таблица № 1

Исходные данные

№	Показатели	Обозначения	Единица измерения	Значение
1	Глубина бурения	L	м	2850
2	Глубина залегания подошвы слабого пласта	Lп	м	1980
3	Давление гидроразрыва в слабом пласте	Pг	МПа	43
4	Глубина залегания кровли флюидосодержащего пласта	Lк	м	2500
5	Пластовый флюид	-	-	Вода
6	Пластовое давление во флюидосодержащем пласте	Pпл	МПа	28

Свойства бурового раствора:				
7	-плотность	ρ	кг/ м ³	1200
8	-пластическая вязкость	η	Па·с	0,03
9	-динамическое напряжение сдвига	τ_0	Па	20
10	Тип буровых насосов	-	-	УНБТ-950А
11	Интервал отработки долот	ΔL	м	1540-2250
12	Среднее время 1-ой СПО	$t_{сп}$	ч	12
13	Стоимость часа работ БУ	R	руб./ч	25000
Данные по скв.1				
14	Вид привода	-	-	ГЗД
15	Тип ГЗД	-	-	ВЗД Д-195 9/10
16	Стоимость часа работ ГЗД	R _{гзд}	руб./м	4000
17	Расход бурового раствора	Q _о	м ³ /с	0,036
18	Осевая нагрузка	G _д	кН	150
19	Типоразмер долот	-	-	215,9 СЗГАУ
20	Стоимость долота	С _д	руб.	300000
21	Проходка за рейс	h_{d1}	м	330
		h_{d2}	м	280
		h_{d3}	м	210
		h_{d4}	м	190
22	Время механического бурения	t_1	ч	43
		t_2	ч	40
		t_3	ч	39
		t_4	ч	41
Данные по скв.2				
23	Вид привода	-	-	ГЗД
24	Тип ГЗД	-	-	ВЗД Д-195 6/7
25	Стоимость часа работ ГЗД	R _{гзд}	руб./ч	4500
26	Расход бурового раствора	Q _о	м ³ /с	0,036
27	Осевая нагрузка	G _д	кН	80
28	Типоразмер долот	-	-	215,9 PDC
29	Стоимость долота	С _д	руб.	12500000
30	Проходка за рейс	h_{d1}	м	1010
31	Время механического бурения	t_1	ч	164

Для дальнейших расчетов были пересчитаны энергетические характеристики применяемых винтовых забойных двигателей Д-195 на фактически применяемые значения расхода и плотности бурового раствора.

Таблица № 2

Энергетические параметры ВЗД Д-195 6/7 и Д-195 9/10

Параметры	Д-195 6/7	Д-195 9/10
Расход жидкости, м ³ /с	0,0309	0,0309
Плотность жидкости, км/ м ³	1200	1200
Тормозной момент, Н·м	19094	15063
Холостая частота вращения, об/мин	265	133
Частота вращения при максимуме мощности, об/мин	212	102
Перепад давления на режиме максимума мощности, МПа	16,4	10,61

Для определения фактических параметров отработки долот при бурении заданных интервалов необходимо было определить режимные параметры ВЗД при его работе с конкретным долотом. Были определены такие ключевые показатели, как удельный момент на долоте, рабочий крутящий момент, частота вращения винтового двигателя при работе в скв.1 и скв.2, а также перепад давления на винтовом двигателе при рабочем режиме для двух типов долот.

Таблица № 3

долото	удельный момент на долоте т, м	крутящий момент М, Н*м	частота вращения п, об/мин	перепад давления Р, МПа
215,9 СЗГАУ	0,015	2324	132	5,63
215,9 PDC	0,044	3550	263	6,48

Далее был выполнен сравнительный технико-экономический анализ фактических параметров применяемой технологии бурения и новой технологии, основанной на использовании высокопроизводительного долота 215,9 PDC с алмазно-твердосплавными резами и эффективного гидравлического забойного двигателя.

Таблица № 4

Средние показатели бурения

Показатели	Средние показатели бурения по скважине №1	Средние показатели бурения по скважине №2
Способ бурения	ГЗД	ГЗД
Тип ГЗД	Д-195 9/10	Д-195 6/7
Тип долота	215,9 СЗГАУ	215,9 PDC
Расход бурового раствора, м ³ /ч	0,0309	0,0309
Плотность раствора, кг/ м ³	1200	1200
Осевая нагрузка на долото, кН	150	80

Частота вращения, об/мин	132	263
Перепад давления на ВЗД в рабочем режиме, МПа	5,63	6,48
Кол-во долот, шт.	4	1
Общая проходка, м	1010	1010
Общее время бурения, ч	163	164
Механическая скорость проходки, м/ч	6,2	6,16
Проходка на долото, м	252,5	1010
Время работы долота, ч	40,75	164
Стоимость 1 долота, руб.	300000	12500000
Стоимость всех долот, отработанных в интервале бурения, руб.	1200000	683333
Суммарное время СПО, ч	48	12
Рейсовая скорость, м/ч	4,79	5,74
Стоимость 1 м, руб./м	7056,44	5764

В результате выполненных расчетов установлено, что применение долота PDC при проходке заданного интервала скважины увеличивает средние технико-экономические показатели бурения: рейсовая скорость увеличилась в 1,2 раза, а стоимость метра проходки снизилась в 1,22 раза.

На основании полученных значений фактических показателей бурения – механической скорости проходки и времени работы долота, а также параметров режима бурения – осевой нагрузки и частоты вращения долота, были определены числовые значения адаптационных коэффициентов для обоих типов долот.

$$K = \frac{V_m}{n^\alpha G^\beta} ; A = t_\sigma n^\delta G^\psi ,$$

где K , A , α , β , δ , ψ – эмпирические коэффициенты, определяемые по результатам фактической отработки всех долот одного типоразмера в рассматриваемом интервале.

Значения степенных показателей в указанных формулах приняты в соответствии с рекомендацией табл.4.3 учебного пособия «Совершенствование технологического процесса углубления скважины»:

- для долота 215,9 СЗГАУ

$$K = \frac{6,2}{132^{0,7} \cdot 150^{1,3}} = 0,000301; A = 40,75 \cdot 132 \cdot 150^{1,2} = 2199801,2$$

- для долота 215,9 PDC

$$K = \frac{V_m}{n^\alpha G^\beta} = \frac{6,16}{263^{0,9} \cdot 80^{1,1}} = 0,0003291; A = t_\sigma n^\delta G^\psi = 164 \cdot 263^{0,4} \cdot 80^{0,9} = 78693$$

Далее, с целью совершенствования технологии углубления скважины, были определены потенциальные наиболее эффективные технико-экономические показатели бурения, которые могут быть получены при использовании тех же типов долот, но при условии реализации максимально допустимых в рассматриваемых условиях параметров режима бурения – осевой нагрузки G и частоты вращения n .

Для определения допустимых (граничных) значений G и n были использованы рекомендации табл. 3.6 учебного пособия «Совершенствование технологического процесса углубления скважины» для данных долот, а также учтены допустимые осевые нагрузки на ГЗД – табл. 5.3 указанного выше учебного пособия, и максимальные осевые нагрузки, «принимаемые» винтовыми забойными двигателями Д-195, исходя из их энергетических характеристик.

По табл. 3.7 указанного выше учебного пособия максимально допустимая осевая нагрузка на долото составляет:

- для долота 215,9 СЗГАУ $G=220$ кН;
- для долота 215,9 PDC $G=120$ кН.

Используется конкретный тип ВЗД, у которого частота вращения незначительно зависит от осевой нагрузки на долото и определяется в результате расчета. При этом следует учитывать, что диапазон рекомендуемых частот вращения для шарошечного долота с герметизированными опорами – от 100 до 250 об/мин, а долота PDC – от 125 до 350 об/мин, с возможностью расширения границ этого диапазона на 20 %.

Для винтовых забойных двигателей Д-195 6/7 и Д-195 9/10 максимально допустимая осевая нагрузка на ГЗД составляет 250 кН.

Согласно рекомендациям раздела 5 учебного пособия «Совершенствование технологического процесса углубления скважины», крутящий момент на долоте не должен превышать половины величины тормозного

момента ГЗД, т.е. для Д-195 6/7 $= \frac{19094}{2} = 9547$ Н·м и для Д-195 9/10 $=$

$\frac{15063}{2} = 7531,5$ Н·м. Эта величина крутящего момента соответствует осевой нагрузке:

$$\text{- для долота 215,9 СЗГАУ} \quad G = \frac{M}{m} = \frac{7531,5}{0,015} = 502,1 \text{ кН.}$$

$$\text{- для долота 215,9 PDC} \quad G = \frac{M}{m} = \frac{9547}{0,044} = 217 \text{ кН.}$$

Таблица № 5

Определение допустимой осевой нагрузки. кН

Тип долота	Нагрузка, ограниченная прочностью долота	Нагрузка, ограниченная прочностью ВЗД	Нагрузка, ограниченная прочностью ВЗД	Наименьшая нагрузка
215,9 СЗГАУ	220	250	502,1	220
215,9 PDC	120	250	217	120

Определяя ограничения, должны быть выбраны минимальные значения из полученных результатов. Поэтому было принято, что максимально допустимая осевая нагрузка на долото в наших условиях может составить:

- для долота 215,9 СЗГАУ $G=220$ кН.
- для долота 215,9 PDC $G=120$ кН.

Далее были определены значения крутящего момента, частоты вращения и перепада давления на ВЗД при новых значениях G :

Таблица № 6

долото	крут. момент M , Н*м	частота вращения n , об/мин	перепад давления P , МПа
215,9 СЗГАУ	3408	131	6,39
215,9 PDC	5325	259	7,73

Значение n для шарошечного долота практически не изменилось, а для долота PDC незначительно уменьшилось, а перепад давления на ВЗД вырос. Исходя из новых режимных параметров ВЗД определены прогнозные потенциальные показатели бурения при условии форсирования осевой нагрузки на долото до максимального допустимого значения.

Таблица № 7

Потенциальные показатели бурения

Показатели	Средние показатели бурения по скважине №1	Средние показатели бурения по скважине №2
Способ бурения	ГЗД	ГЗД
Тип ГЗД	Д-195 9/10	Д-195 6/7
Тип долота	215,9 СЗГАУ	215,9 PDC
Расход бурового раствора, м ³ /ч	0,0309	0,0309
Плотность раствора, кг/ м ³	1200	1200
Осевая нагрузка на долото, кН	220	120
Частота вращения, об/мин	131	259
Перепад давления на ВЗД в рабочем режиме, МПа	6,39	7,73
Кол-во долот, шт.	4	1
Общая проходка, м	1010	1010
Общее время бурения, ч	99,63	106,46

Механическая скорость проходки, м/ч	10,14	9,49
Проходка на долото, м	252,5	1010
Время работы долота, ч	24,91	106,46
Стоимость 1 долота, руб.	300000	12500000
Стоимость всех долот, отработанных в интервале бурения, руб.	1200000	443590
Суммарное время СПО, ч	48	12
Рейсовая скорость, м/ч	6,84	8,53
Стоимость 1 м, руб./м	5236,84	3846

Сравнительный прогнозный анализ потенциальных показателей бурения при идентичных условиях применения разных типов долот предоставляет возможность выявить их истинные конкурентные преимущества. Как видно из расчета, увеличение осевой нагрузки в пределах допустимых ограничений позволяет существенно улучшить технико-экономические показатели углубления заданного интервала скважины для обоих типов долот - рейсовая скорость бурения возрастает, а стоимость метра проходки уменьшается. В то же время долото 215,9 PDC имеет лучшие показатели, чем долото 215,9 СЗГАУ, и поэтому именно оно может быть рекомендовано, как наиболее эффективное для бурения заданного интервала скважины.

Таблица № 8

Сравнение фактических и потенциальных режимов и показателей бурения конкурирующими типами долот

Показатели	Фактические		Потенциальные	
	Интервал бурения, м	1540-2250		1540-2250
Тип ГЗД	ВЗД Д-195		ВЗД Д-195	
Заходность ВЗД	9/10	6/7	9/10	6/7
Тип долота	215,9 СЗГАУ	215,9 PDC	215,9 СЗГАУ	215,9 PDC
Осевая нагрузка, кН	150	80	220	120
Частота вращения, об/мин	132	263	131	259
Проходка на долото, м	252,5	1010	252,5	1010
Перепад давления на ВЗД в рабочем режиме, МПа	5,63	6,48	6,39	7,73
Механическая скорость, м/ч	6,2	6,16	10,14	9,49
Рейсовая скорость, м/ч	4,79	5,74	6,84	8,53
Стоимость 1 м, руб./м	7056,44	5764	5236,84	3846
Эффективный тип долота	215,9 PDC		215,9 PDC	

В результате выполненных расчётов установлено существенное увеличение технико-экономических показателей бурения:

- рейсовая скорость увеличилась в 1,2 раза, а стоимость метра проходки уменьшилась в 1,22 раза (по базовым показателям);
- рейсовая скорость увеличилась в 1,78 раза, а стоимость метра проходки уменьшилась в 1,83 раза (по потенциальным показателям, т.е. при условии форсирования осевой нагрузки на долото до максимального допустимого значения).

Заключение

Применение долот PDC с алмазно-твердосплавными резцами при условии правильного выбора гидравлического забойного двигателя с эффективной энергетической характеристикой позволяет значительно улучшить технико-экономические показатели бурения и строительства скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении, что может положительно повлиять на освоение данного региона.

Библиографический список

1. Буровой породоразрушающий инструмент : учебное пособие для вузов / В. И. Балаба [и др.]. - Москва : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2013. - 251 с.
2. Строительство нефтегазовых скважин : учебное пособие. - Т. 1. / А. Г. Калинин [и др.]. - Москва : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2013. - 691 с.
3. Леонов, Е. Г. Совершенствование технологического процесса углубления скважины: учебное пособие / Е. Г. Леонов, С. Л. Симонянц. - Москва : Изд. центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2014.- 184 с.
4. Симонянц, С. Л. Практическое обучение бакалавров по профилю «Бурение нефтяных и газовых скважин» : учебное пособие / С. Л. Симонянц. - Москва : Изд. Центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. - 96 с.
5. Симонянц, С. Л. Технология бурения скважин гидравлическими забойными двигателями: учебное пособие / С. Л. Симонянц. - Нижний Новгород : Вектор ТиС, 2007. - 160 с.

Научный руководитель – Симонянц С.Л. д-р техн. наук, профессор

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЛЕГЧЕННЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В ПЛАСТАХ С АНПД

Шаляпин Д.В., Бакирова А.Д.
Санкт - Петербургский горный университет

Аннотация

Работа нацелена на разработку альтернативного состава промывочной жидкости для предотвращения осложнений, связанных с активными глинами (уменьшение скорости проходки, увеличение объемов химических реагентов для поддержания заданных свойств промывочной жидкости).

Введение

Наиболее крупные месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», такие как Тевлинско-Русскинское, Вать-Еганское, Урьевское, Нивагальское разрабатываются 15-20 лет. За этот период пластовые давления в объектах разработки несколько снизились. В то же время на этих месторождениях продолжается строительство скважин по традиционной технологии с плотностью буровых растворов, рассчитанных на первоначальное пластовое давление.

Перспективным для разбуривания участков месторождений с низкими пластовыми давлениями являются облегченные буровые растворы, имеющие плотность $0,9 - 1,0 \text{ г/см}^3$. Применение растворов такой плотности позволяет, не нарушая правил безопасности, вести строительство скважин на объекты с аномально-низкими пластовыми давлениями (АНПД). Кроме того, за счет снижения гидравлических давлений на забой и стенки скважины, применение облегченных растворов позволит избежать различных осложнений при бурении, таких как: поглощения промывочной жидкости, дифференциальные прихваты бурильного инструмента. [1]

При использовании облегченных буровых растворов снижается, по сравнению с традиционными, объем отфильтрованного раствора в проницаемые породы коллектора, а, следовательно, уменьшается глубина проникновения фильтрата и зона с нарушениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). В результате при освоении скважины требуется меньшая депрессия для вызова притока, и улучшаются возможности движения углеводорода в продуктивном пласте.

Таковыми объектами являются пласты, имеющие давления равные гидростатическим, но запасы по ним относятся к трудноизвлекаемым, в частности, пласты юрской стратиграфической системы Тевлинско-Русскинского, Урьевского и других месторождений. Коллекторские свойства этих пластов ниже, чем у объектов меловой системы и очень восприимчивы к фильтратам буровых растворов. В связи с этим, перспективными для вскрытия на облегченных буровых растворах могут быть месторождения с низкой проницаемостью коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами. [2]

Постановка задачи

В практике бурения и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин в условиях пониженных пластовых давлений широко применяются двух- и трехфазные пены. Благодаря успехам, достигнутым в изучении свойств пен и регулировании их основных параметров, эти газожидкостные системы (ГЖС) находят все большее применение в нефтегазопромысловой практике, особенно при бурении нефтяных и газовых скважин в условиях АНПД.

С целью предупреждения разуплотнения пород стенок скважины используется более устойчивая трехфазная пена, которая не разрушается ни на поверхности, ни в стволе скважины и, образуя на стенках скважины глинистую корку, предотвращает появление осложнений при бурении и вскрытии продуктивного пласта.

Способ приготовления буровых растворов облегченных полыми стеклянными или алюмосиликатными микросферами является одним из путей реализации технологии несбалансированного бурения или бурения на равновесии. С алюмосиликатными микросферами могут быть приготовлены не только буровые растворы, но и жидкости глушения.

Согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» предусматривается превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым независимо от проницаемости вскрываемого коллектора.

Следовательно, для уменьшения степени загрязнения продуктивного коллектора необходимо снизить репрессию на пласт до минимально возможной величины, вплоть до создания депрессии, но, одновременно, чтобы не снизить уровень безопасности работ, необходимо установить на скважине дополнительное противовыбросовое оборудование, ввести дополнительный контроль за давлением на скважине. [3]

Результаты

Таким образом, анализ современных тенденций в технологии бурения и вскрытия продуктивных пластов показывает, что для повышения технико-экономических показателей бурения, качества вскрытия продуктивных пластов перспективны технологии бурения на пониженной репрессии и равновесии с использованием облегченных буровых растворов. С этой целью для условий Когалымского региона на современном этапе целесообразно разработать и использовать облегченные растворы плотностью $900 \pm 30 \text{ кг/м}^3$.

Вскрытие продуктивного горизонта производится на облегченном буровом растворе. Из иностранных компаний в области буровых растворов только компания M-I SWACO предлагает растворы с пониженной плотностью.

Проект по разработке бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов с АНПД на основе анализа существующих и успешно опробован-

ных типов растворов в условиях посаженного давления, например «Фло-Тру», «Афроникс», высокоингибирующего раствора на углеводородной основе «Версаклин», «Мегадрил» компании M-I SWACO.

Заключение

Таким образом, проанализировав предлагаемые системы облегченных буровых растворов для вскрытия эксплуатационного пласта с АНПД, можно разработать свой в зависимости от геологических условий Западной Сибири и потребности заказчика, который не уступал бы аналогичным по структурным, реологическим и физическим свойствам и был бы очень актуальным для вскрытия участков месторождений с низкими пластовыми давлениями. В таком растворе объем отфильтровавшегося в проницаемые породы коллектора значительно меньше, а, следовательно, уменьшается глубина проникновения фильтрата и зона с нарушениями ФЕС.

Библиографический список

1. Каменских, С. В. Техника и технология строительства скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии : учебное пособие / С. В. Каменских, В. Ю. Близнюков. - Ухта: УГТУ, 2016.
2. Щепетов, О. А. Системная классификация аварий в бурении / О. А. Щепетов // Вестник АГТУ. – 2009. - № 2. – С. 36–42.
3. Каменских, С. В. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин : методические указания / С. В. Каменских, А. С. Фомин. - Ухта : УГТУ, 2010. - 40 с.

Научный руководитель – Двойников М.В., д-р техн. наук, профессор

СЕКЦИЯ IV
ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
МАШИН И КОМПЛЕКСОВ

КИРАЛЬНЫЙ ОСЦИЛЛЯТОР
ИЗ НЕЛИНЕЙНОЙ СИГМА (σ) МОДЕЛИ

Ашиб Б.И., Рыбаков Ю.П., Мухарлямов Р.Г.
Российский университет дружбы народов, г. Москва

Аннотация

Киральные поля, полученные уже широкий спектр приложений, например, можно рассмотреть киральные поля в Сигма-модели, модели Синус-Гордон и так далее. Как можно считать киральный осциллятор (в квантово-механической системе) является моделью ограниченной теории с ограничениями только второго класса (не способствуют закону преобразования локальной симметрии). Нелинейная Сигма (σ) модель является эффективным инструментом в моделировании спиновых волновых явлений в ферромагнитных, частиц - как объект в теории поля и многое другое. Было получено много известных результатов, но все же мы не знаем некоторых основных особенностей Сигма (σ) моделей, связанных с интегрируемостью, гамильтонианом и так далее. Поэтому мы рассматриваем простейший вариант Сигма (σ) моделей - в так называемом пределе точечных частиц. В результате мы можем легко исследовать некоторую динамику механической системы - так называемый киральный осциллятор. Киральный осциллятор является самым основным примером инвариантной модели двойственности, имитирующей эффект знакомой электромагнитной двойственности. Благодаря пределу точечных частиц, киральный генератор может быть использован в космологическом пространстве.

Ключевые слова: Киральное поле, Киральная модель, система ограничений, уравнение движения, Лагранжев, Гамильтонова Структура и так далее.

Введение

Нелинейная σ -модель уже более 50 лет пользуется популярностью у теоретиков как эффективный инструмент моделирования спиновых волн в ферромагнетиках, частицеподобных объектов в теории поля и многого другого. Было получено много известных результатов, но все же мы не знаем некоторых основных особенностей σ - моделей, связанных с интегрируемостью, Гамильтоном и так далее. Поэтому в этой заметке мы рассмотрим простейший вариант σ -моделей в так называемом пределе точечных частиц.

Постановка Задачи

С технической точки зрения это означает следующее: начиная со стандартной σ -модели Лагранжиана

$$L = \frac{1}{2} \partial_\mu n^a \partial^\mu n^a, \quad a = 1, 2, \dots, n; \quad (1)$$

Где, $n^a(\bar{x}, t)$ находятся под ограничением $n^a n^a = 1$, или его эквивалент формы $(i, j = 1, \dots, n-1)$

$$L = \frac{1}{2} g_{ij}(n) \partial_\mu n^i \partial^\mu n^j; \quad g_{ij}(n) = \delta_{ij} + \frac{n_i n_j}{1 - n_i n_i} \quad (2)$$

Тогда мы ограничимся $n_i(\bar{x}, t) \rightarrow n_i(t) \equiv q_i(t)$ в результате этих ограничений мы получаем Киральный осциллятор Лагранжиана вида

$$L_{ch} = \frac{1}{2} \dot{q}_i^2 + \frac{(q_i \cdot \dot{q}_i)^2}{1 - q_i^2} \quad (3)$$

Многие интересные свойства киральных осцилляторов, такие как (3), были найдены С. Гошем [1,2,3]. Здесь мы указываем на тесную аналогию между киральными осцилляторами и круговым маятником для $n=3$, а также на некоторые частные случаи движения твердого тела.

Мы также изучаем Гамильтонову структуру, соответствующую (3) импульсу

$$p_i = \dot{q}_i + \frac{(q_i \cdot \dot{q}_i)}{1 - q_i^2} q_i \quad (4)$$

и Гамильтониан

$$H = \frac{1}{2} (p_i^2 - (q_i \cdot p_i)^2) \quad (5)$$

и проверить гамильтониан киральных осцилляторов относительно соответствующих скобок Пуассона.

Результаты и Обслуживание

Возьмем еще раз наш Лагранжиан в виде

$$L = \frac{1}{2} \dot{q}_i^2 + \frac{(q_i \cdot \dot{q}_i)^2}{1 - q_i^2}, \quad \text{Где, } q_0^2 + q_i^2 = 1, \quad \text{и } i, j = 1, n,$$

здесь q_i = независимое поле, q_0 = зависимое поле.

Если дифференцировать Лагранжиан относительно производной по времени q_k

Затем импульс

$$\frac{\partial L}{\partial \dot{q}_k} = p_k \quad (6)$$

$$p_k = \dot{q}_k + \frac{(q_i \cdot \dot{q}_i)}{1 - q_i^2} q_k \quad (7)$$

Известна стандартная форма уравнения движения

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial L}{\partial \dot{q}_k} \right) - \left(\frac{\partial L}{\partial q_k} \right) = 0 \quad (8)$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial L}{\partial \dot{q}_k} \right) = \left(\frac{\partial L}{\partial q_k} \right) \quad (9)$$

ввиду, $\frac{\partial L}{\partial \dot{q}_k} = p_k$,

Итак, с левой стороны уравнения (9) находится,

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial L}{\partial \dot{q}_k} \right) = \frac{dp_k}{dt}$$

Таким образом, мы можем переписать уравнение (9) как

$$\frac{dp_k}{dt} = \frac{\partial L}{\partial q_k} \quad (10)$$

Теперь,

$$\frac{dp_k}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\dot{q}_k + \frac{(q_i \cdot \dot{q}_i)}{1 - q_i^2} q_k \right] \quad (11)$$

Если мы используем уравнения (10) и (11), то мы можем найти

$$\ddot{q}_k + q_k LC = 0 \quad (12)$$

Где,

$$L = \frac{1}{2} \dot{q}_i^2 + \frac{1}{2} \frac{(q_i \cdot \dot{q}_i)^2}{1 - q_i^2}$$

И

$$c = \frac{2}{q_0^2} + \frac{(q_i \cdot \ddot{q}_i)}{q_0^2 L}$$

Из уравнения (12) можно сказать, что это уравнение осциллятора, где L-лагранжиан, а C-константа.

Таким образом, Гамильтонова структура кирального осциллятора может быть,

$$H = p\dot{q} - L$$

где L-лагранжиан, p импульс.

Заключение

Чтобы обсудить динамику системы, мы должны разработать структуру Гамильтониана для систем с ограниченным. Поэтому Гамильтонова структура кирального осциллятора была бы первым физическим примером механики Дирака. Потому что все примеры той (механики Дирака) механики, которую мы имеем сейчас, выглядят немного искусственно. Итак, наконец, можно сказать, что модель тогда называется киральной моделью, если ее можно рассматривать как эффективные колебания конденсата фермионов. Киральные модели в 4d являются нелинейными Сигма-моделями кирального конденсата и связанных с ним эффективных калибровочных полей. Модель Сирма в этой категории. Они также называются "ограниченными полями", потому что поля принимают значения в группе, которая является изогнутым пространством, которое можно рассматривать как встроенное в большое Евклидово пространство полей с ограничением, что поля должны лежать на определенной поверхности. Это также называется "нелинейной Сигма-моделью". Но киральные модели являются специфическими нелинейными Сигма-моделями, где значения полей находятся в группе ли.

Библиографический список

1. Гош, С. Физика высоких энергий - Теория, Физ / С. Гош. – Москва : Наука, 2005. – 257 с.
2. Гош, С., Физика высоких энергий - Теория Мезомасштабная и Наноразмерная Физика; Квантовая Физика, Физ. Влево / С. Гош. – Москва : Наука, 2006. - 638 с.
3. Арнольд, В. И. Математические методы классической механики / В. И. Арнольд. - Москва : Наука, 2010. - 475 с.

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ ГЛОНАСС НА АВТОТРАНСПОРТНОМ ПРЕДПРИЯТИИ Г. НИЖНЕВАРТОВСКА

Бабюк Г.Ф., Адвахов А.Н.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Сегодня мы живем в эпоху перехода к цифровой экономике. Высокие технологии меняют нашу реальность, и неизбежный процесс цифровизации затрагивает все отрасли. Инфраструктура ГЛОНАСС имеет огромный потенциал и возможности для создания новых решений, разнообразных сервисов.

Система мониторинга транспорта предназначена для оптимизации затрат и повышения эффективности использования автопарка. Навигационная система для автотранспортных предприятий является инструментом, позволяющая отслеживать автомобили и любые транспортные средства, отображать их на электронных картах местности, видеть в реальном времени передвижение, контролировать маршруты, рейсы, остановки, стоянки, простои, моточасы. Она осуществляет контроль расхода, заправки, сливы топлива и работу разных механизмов и устройств автотранспорта.

Глобальная Навигационная Спутниковая Система (ГЛОНАСС) - российская спутниковая система навигации (аналог спутниковой системы навигации GPS (США)). Она была создана по заказу Министерства обороны СССР и первый его спутник был выведен на орбиту 12 октября 1982 года. В сентябре 1993 года система ГЛОНАСС) была официально принята в эксплуатацию с орбитальной группировкой из 12 спутников. В декабре 1995 года спутниковая группировка была развернута до состава - 24 спутника. Ввиду недостаточного финансирования, а также по вине малого срока службы, количество работающих спутников сократилось к 2001 году до шести. В августе 2001 года в России была принята федеральная целевая программа «Глобальная навигационная система», в которой была поставлена задача использования ГЛОНАСС не только в военных, но и в гражданских целях. В декабре 2007 года спутниковые навигаторы поступили в

продажу. В сентябре 2010 года численность группировки спутников ГЛОНАСС в космосе составила 26 штук, из них 20 использовались по назначению, 4 были на техобслуживании, 2 - в орбитальном резерве.

В ГЛОНАСС выбраны параметры, обеспечивающие большую устойчивость движения спутников, исключающие необходимость вносить изменения в проведении маневров. В GPS принято кодовое разделение сигналов, в отличие от частотного в системе ГЛОНАСС. Это облегчает создание массовой потребительской аппаратуры и позволяет безгранично приумножать количество спутников на орбите. Частотное разделение сигналов гарантирует идеальную помехозащищенность. Из этого следует, что проектные решения систем ГЛОНАСС и GPS практически похожи. Плюсы американской системы – это популярность и огромный выбор систем с поддержкой GPS.

Оптимальное решение – это спутниковый GPS-ГЛОНАСС мониторинг. Устройства с двумя системами, например, GPS-маркеры с ГЛОНАСС-модулем «М-Плата» обеспечивают высокую точность позиционирования и уверенную работу. Если для позиционирования исключительно по ГЛОНАСС погрешность в среднем составляет 6 м, а для GPS – 4 м, то при использовании двух систем одновременно она снижается до 1,5 м. Но такие приборы с двумя микрочипами стоят больше.

Сегодня модуль ЭРА-ГЛОНАСС представляет собой новейшую систему экстренного реагирования для вызова спецслужб во время дорожно-транспортных происшествий. Эта система была разработана и произведена по поручению правительства РФ на основе данных ГЛОНАСС. Главной ее задачей является снижение смертности и травматичности на наших дорогах. Модуль и специальная тревожная кнопка позволяют в несколько раз быстрее приезжать экстренным службам на место происшествия. А это в свою очередь уменьшает количество погибших. Согласно статистике ГИБДД, число погибших в авариях в 2017 году сократилось на 6,5% по сравнению с 2016 годом. Время передачи информации о ДТП из системы «ЭРА-ГЛОНАСС» в Систему-112 в автоматическом режиме сейчас составляет всего 19 секунд. Благодаря данной системе, число погибших в ДТП в России за последние пять лет сократилось на 32%, а раненых - почти на 17%.

Акционерное общество АВТОВАЗ оснащает автомобили LADA модулями системы «ЭРА-ГЛОНАСС». Система экстренного реагирования при авариях устанавливается на новые модели – Vesta, XRAY, Гранта, Калина и Ларгус. С ноября 2017 года услуга «Помощь на дороге» при вызове через систему «ЭРА-ГЛОНАСС» доступна всем новым владельцам автомобилей марок Hyundai и Genesis».

Автотранспорт, который будет обслуживать чемпионат мира по футболу FIFA 2018 года, будет оснащен аппаратурой спутниковой навигации «ЭРА-ГЛОНАСС». Она обеспечит оперативное получение и хранение информации о местоположении, направлении и скорости движения автобу-

сов, включая в себя сведения о географической широте и долготе местоположения, о путевом угле и скорости движения и о времени фиксации местоположения. Это повысит безопасность наших гостей.

В 2017 году на предприятии МУП САТУ г. Нижневартовска была внедрена система спутникового мониторинга автотранспорта «АвтоГРАФ» GPS -ГЛОНАСС. Муниципальное унитарное предприятие «Специализированное автотранспортное управление» образовано 1 июля 1988 года и является одним из главных предприятий, деятельностью которого является осуществление санитарной очистки города, содержание городских автомобильных дорог и благоустройство города. Для зимней уборки используется комплекс машин: снегоочистители, снегопогрузчики, пескозабрасыватели, самосвалы, тротуароуборочные, в отдельных случаях бульдозеры и экскаваторы. Зимняя уборка городских территорий отличается большой трудоемкостью, сложностью и высокой стоимостью. От своевременности и качества уборочных работ в значительной степени зависят состояние городских дорог, бесперебойное и безаварийное движение транспорта. Наш город имеет свой характер застройки и сложные климатические условия. Все эти факторы были учтены при организации работ по уборке городских территорий и при установки системы GPS -ГЛОНАСС на спецтранспорт.

Система «АвтоГРАФ», установленная на транспортных средствах САТУ, постоянно получает сигналы со спутников систем GPS (NAVSTAR) и ГЛОНАСС, на основании которых вычисляются координаты точного местоположения транспортного средства. На предприятии МУП г. Нижневартовска САТУ, системой спутникового мониторинга автотранспорта «АвтоГРАФ» GPS -ГЛОНАСС оборудовано 92 % техники.

Так же на предприятии используются высокоточные датчики уровня топлива Omnicomm LLS, предназначенные для измерения уровня топлива в топливном баке транспортного средства, стационарной емкости или дизель генераторе. Датчики Omnicomm LLS используются в составе систем мониторинга транспорта с помощью подключения к терминалам ГЛОНАСС/GPS. Данным оборудование оснащены 55 % техники предприятия.

В начале 2016 года был введен в действие «AutoGRAPH Web» - для просмотра движения снегоуборочного транспорта МУП г. Нижневартовска САТУ в онлайн режиме (для любых пользователей посмотреть движение техники можно на сайте www.geliospro.com, для входа в систему необходимо ввести логин: Satu и пароль: satu, так же информация размещена на официальном сайте администрации города). Любой пользователь беспрепятственно может посмотреть работу снегоуборочной техники МУП г. Нижневартовска САТУ в онлайн режиме без возможности воздействия, внесения изменений и вывода из строя данной системы. «AutoGRAPH Web» в качестве сервера используют бесплатный ресурс «geliospro» Gelios - многофункциональная интеллектуальная система спутникового GPS и ГЛОНАСС мониторинга. Удаленный контроль автотранспорта, спецтехники, а также любых подвижных и неподвижных объектов.

Программирование, установка, контроль, обслуживание и ремонт производятся специально обученными работниками предприятия МУП г. Нижневартовска САТУ без привлечения сторонних организаций, что в свою очередь значительно снижает затраты на обслуживание и эксплуатацию системы спутникового мониторинга автотранспорта «АвтоГРАФ» GPS -ГЛОНАСС. С введением данной системы на предприятии значительно снизился пробег автомобилей и наработка м/часов дорожно-строительной техники, что привело к более рациональному использованию техники и экономии денежных средств. Сократились простои техники на текущих ремонтах, плановых обслуживаниях ТО-1 и ТО-2, затратах на запасные части и расходные материалы и т.д.

Для поддержания в технически исправном состоянии, обслуживании и расширении системы спутникового мониторинга транспорта АвтоГРАФ-GSM - ГЛОНАСС/GPS - и датчиков уровня топлива (ДУТ) Omnicomm LLS в 2017 году, было затрачено 426.430 руб.

Стоит также заметить, что такие системы мониторинга постоянно развиваются, появляется новое программное обеспечение для анализа данных. Это создает реальный шанс оптимизировать работу автопредприятия, сделать их экономнее, эффективнее и безопаснее. Неудивительно, если ГЛОНАСС мониторинг транспорта через несколько лет будет стоять на каждом коммерческом автомобиле.

Библиографический список

1. GPS vs ГЛОНАСС: какая система лучше [Электронный ресурс] // GPS маркер. - Режим доступа : <https://gpsmarker.ru/info/blog/gps-vs-glonass-kakaya-sistema-luchshe.html> (режим доступа 05.04.2018).
2. GPS и ГЛОНАСС. Сравнение систем [Электронный ресурс] // BOX56.ru. - Режим доступа : <http://box56.ru/clauses/gps-i-glonass-sravnenie-sistem/> (режим доступа 05.04.2018).
3. ГЛОНАСС [Электронный ресурс] // Википедия. - Режим доступа : <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%9B%D0%9E%D0%9D%D0%90%D0%A1%D0%A1>(режим доступа 05.04.2018).

АВТОМОБИЛЬНЫЕ ШИНЫ: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ

Бабюк Г.Ф., Чемерис Е.И.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

История создания автомобильной шины началась с физика - механика Роберта Уильяма Томпсона, который изобрел ее в 1846 году во Франции. Обод колеса и спицы были сделаны из дерева, стоит отметить, что обод обивался металлическим обручем, далее накладывалась шина, которая состояла из камеры и наружной оболочки. Саму камеру изготовили из нескольких слоев парусины, которые пропитали раствором каучука. В 1888 году шотландец Джон Данлоп разрезал поливочный шланг, который обернул вокруг колеса, склеил и накачал воздухом.

Основным материалом для производства современных шин является резина, которая изготавливается из натуральных и синтетических каучуков. Вторые, как правило, добывают из нефтепродуктов. Так же необходимыми компонентами в составе автомобильной шины являются: сера; оксиды цинка, перекисные и нитросоединения, содержание которых составляют от 7 до 30%. Существуют наполнители, которые в свою очередь делятся на: активные и инертные. К активным относят: технический углерод, оксид кремния, которые повышают прочность, твердость резины и ее износостойкость. Инертные - тальк, мел и др. - вводят с целью удешевления резины. В состав зимних шин может входить силика, которая отвечает за эластичность во время сильных морозов и создает молекулярное соединение между элементами без негативного влияния на мягкость. Среди дополнительных элементов некоторые производители добавляют в состав криосилан и сурепное масло, которые позволяют резиновой смеси сохранять свою мягкость даже в сильные морозы и защищают от механических повреждений.

Проанализируем современный модельный ряд шин, которые применяются в легковых автомобилях при низких (отрицательных) температурах в Ханты-Мансийском округе. Данные приведены в таблице 1.

Таблица № 1

Анализ популярных автошин

Марка, страна производителя	Особенности состава	Специфика и преимущества	Особенности протектора
Nokian Tyres Hakkapeliitta R2 SUV. Финляндия	-натуральный и синтетический каучук; -силика; -кремниевая кислота; -криосилан;	-отсутствие шипов; -надежное сцепление со скользкими поверхностями; -повышение уровня безопасности движения в колее; -облегчение маневрирова-	-уникальный вы- раженный V-образный рису- нок

	-сурепное масло	ния. низкий уровень шума	
Michelin X-Ice XI3. Франция	-натуральный и синтетический каучук; -силика; -кремниевая кислота	-отсутствие шипов; -наилучшее сцепление с дорогой; -возможность эксплуатации на любой дорожной поверхности; -наилучшая управляемость; -низкий уровень шума	-новая конфигурация протектора, зигзагообразные ламели Cross Z оптимизированы по направленности и расположены под различными углами
GoodYear UltraGrip Ice Arctic SUV. США	-натуральный каучук; -синтетический каучук; -силика; -кремниевая кислота	-оптимизированное распределение шипов; -улучшенное сцепление с дорогой; -улучшенные гребные свойства; -сокращение уровня внешнего шума; -отличная реакция на поворотах; -наилучшая управляемость; -способность резины подстраиваться под низкие (минусовые) температуры, сохраняя мягкость; -снижение уровня износа; -равномерное распределение нагрузки	-уникальный V-образный рисунок; -особое расположение протекторных блоков; -разработанные протекторные блоки, которые оказывают влияние на общую плотность резины

Благодаря постоянным развитиям технологий, производители практически каждый месяц представляют различные новшества, касающиеся автотранспортной отрасли. Наряду с разработкой автомобилей будущего, производители усовершенствуют и автомобильные шины. Многие известные компании по разработке шин уже представили на конференциях, видение того, какими они будут через несколько десятилетий, оснащая их уникальным составом, дизайном и возможностями.

Рассмотрим основные особенности состава, форму и новшества шин будущего в таблице 2

Стоит отметить, что важным фактором, в разработке шин будущего, является применение нано технологий, ведь именно от их качеств зависят технические и эксплуатационные свойства автомобиля: управляемость автомобиля, маневренность на дороге, топливная экономичность. Уровень этих показателей можно повысить, благодаря самым последним инновационным достижениям в области науки и технике. Таким образом, сегодня ученые разрабатывают самые уникальные технологии, применяя их в составе шин.

Особенности автошин будущего

Марка, страна производителя	Особенности состава	Новшества шины
Nokian Tyres Hakkfeliitta Финляндия	<ul style="list-style-type: none"> -доля натурального каучука увеличена до 20%; -введена специальная кристаллическая добавка криосилан, которая улучшает сцепление на обледененных поверхностях дороги в отсутствии шипов; -повышает износоустойчивость 	<ul style="list-style-type: none"> -накачивается воздухом; -обладает способностью изменяться и подстраиваться под дорожное покрытие; -имеет шипы, которые выдвигаются, при нажатии кнопки в салоне автомобиля; -о состоянии шин уведомления приходят на смартфон водителя
Michelin Vision Франция	<ul style="list-style-type: none"> -использование биоразлагаемых материалов и веществ подлежащих вторичной переработке, для изготовления шины; -введены основные натуральные материалы: каучук, бумага, жестяные банки древесные, пластиковые и электронные отходы 	<ul style="list-style-type: none"> -будут печататься на 3D-принтере для использования только необходимого количества резины; -продлен срок службы шины; -увеличение мобильности; -шина «перезаряжается» по мере износа
GoodYear Eagle 360 США	<ul style="list-style-type: none"> -использование бионической оболочки, изготовленной из суперэластичного полимера; -применение прочного наполнителя из пены, который выдерживает вес всего автомобиля, сохраняя при этом гибкость 	<ul style="list-style-type: none"> -сферическая форма шины; -увеличение безопасности; -наилучшая маневренность; -обладает способностью разворота на месте и движения в любом направлении; -отсутствие скольжения; -встроенные датчики, которые отвечают за организацию дорожного движения, контролируя расстояние до других автомобилей; -наилучшая гибкость

Инженеры американской компании Goodyear презентовали свою инновацию Triple Tube. Уникальность такой технологии заключается в том, в зависимости от дорожного покрытия, она автоматически контролирует объем воздуха внутри шины, это обеспечивает дополнительную устойчивость автомобиля в разных ситуациях.

Стоит отметить еще одну уникальную нанотехнологию американских инженеров. Особенность заключается в выработке электроэнергии и автоматическом заряде аккумулятора, непосредственно во время езды.

В Японии инженеры компании Тоуо разработали новые шины Proxes Sport. Уникальная технология Nano Balance является основой в данной мо-

дели шин. С помощью такой технологии можно изменять характеристики материалов на молекулярном уровне, будучи на стадии проектирования. Разработчики смогут точно рассчитывать такие важные параметры как: вязкость, эластичность и энергетические потери. Применение такой методики позволяет улучшить энергоэффективность и обеспечивает надежное сцепление резины с любыми поверхностями дорог.

Инженеры из Кировского шинного завода разработали экологические шины *Pirelli Cinturato*. Благодаря применению нанотехнологий сократился уровень выброса CO₂ и расход топлива автомобиля. С помощью применения экологически чистого сырья, инженерам удалось свести к минимуму воздействие на окружающую среду и увеличить срок эксплуатации шины. Такая технология позволяет сделать резиновую смесь протектора устойчивой к термальным воздействиям, а также уменьшить рассеяние тепла при трении, что и приводит к сокращению уровня выброса CO₂. К преимуществу следует отнести так же то, что на протяжении всего срока службы шина сохраняет свои технические характеристики, обеспечивая высокий уровень безопасности.

На сегодняшний день шина является одним из основных элементов в автомобилях. Производители разных стран с каждым годом совершенствуют форму шин, состав, делая их более экологичными, улучшая маневренность, управление и безопасность на дороге.

Библиографический список

1. Шины будущего: в цвет кузова и не боятся проколов [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://www.drive2.ru/b185914/>
2. Какую зимнюю резину выбрать [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://autowestnik.ru/что-такое-lipuchka-ona-zhe-zimnyaya-frikcionnaya-shina/>

РАСЧЕТНАЯ ОЦЕНКА КОЛИЧЕСТВА ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУХ ОТ АВТОТРАНСПОРТА В ГОРОДЕ НИЖНЕВАРТОВСК

Жовтиханов Д.С., Федорова В.В., Валиева А.Ф.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Выхлопные (отработанные) газы – это отработанное в двигателе рабочее тело, являющиеся продуктом окисления и последующего не полного сгорания топлива из углеводорода. Иначе говоря, отработанные газы являются главным движущим элементом всех двигателей внутреннего сгорания.

Массовые выбросы в атмосферу выхлопных газов являются основной причиной повышения концентрации канцерогенов и токсичных веществ в крупных городах по всему миру. Кроме этого из-за них в мегаполисах образуется смог, который зачастую приводит к отравлению в замкнутых пространствах. Токсическое воздействие разнообразных углеводородов довольно сильно отличается. Так непредельные углеводороды, содержащиеся в диоксиде азота, окисляются в фотохимическом процессе, при этом образуя кислотосодержащие ядовитые соединения, которые являются одной из составляющих смога.

Развитие общества неминуемо приводит к последствиям, как хорошим, так и плохим. Среди негативной тенденции в мировом развитии место среди лидирующих проблем уже как минимум 30 лет занимает вопрос о снижении количества выхлопных газов. Не смотря на то что человечество осознало всю глубину проблемы и вроде бы уже делает шаги в нужном направлении, ситуация не становится лучше, поскольку население Земли постоянно растет, а вместе с ним и количество автомобилей. Данная проблема, безусловно, сказывается на здоровье всех живых организмов планеты и первую очередь на самих людях, но помимо этого на фоне постепенно созревает еще более опасный кризис. Огромное количество выбросов угарного газа, которое медленно, но верно повышает температуру Земли, изменяет ее климат. И жертвами таких изменений становятся не только не защищенные дикие животные, которые не способны адаптироваться под быстро меняющуюся окружающую среду, но и люди, гибнущие из-за резких погодных изменений, из-за столкновения холодного воздуха и жарких восходящих потоков угарного газа.

Согласно статистике, имеющейся в общем доступе, самыми распространенными и вредными веществами, выделяющимися от выхлопов автотранспорта, являются:

- * Углеводород-пентан C_5H_{12}
- * Угарный газ-СО
- * Диоксид азота- NO_2

Рассмотрим их поподробнее:

1. **Углеводород-пентан-С₅H₁₂** – Углеводородное (нефтяное) загрязнение природной среды является наиболее опасным по сравнению с прочими химическими загрязнениями, что связано с высокой токсичностью и миграционной способностью отдельных компонентов нефти. Углеводородное загрязнение может происходить как с поверхности земли, так и в результате межпластовых перетоков.

Выбрасывается в атмосферу в виде капелек и паров. Воздействие на организм углеводородов выражается в нарушениях функционального состояния центральной нервной системы. Это связано с наркотическим действием углеводородов. Углеводороды, выбрасываемые в воздух при работе автотранспорта с газобаллонными установками, вызывают общую слабость, головные боли, реже - ощущение шума в голове. При вдыхании в течение 8 часов паров бензина в концентрации 600 мг/м³ возникают неприятные ощущения в горле, кашель, усиление головной боли.

2. **Угарный газ-СО**- Из-за интенсивного использования энергии в современном мире считается одним из наиболее распространенных отравляющих веществ. Как правило, СО выделяется при неполном сгорании ископаемого топлива (угля, газа), бензина, промышленных газов. В окружающей среде главным источником образования угарного газа являются выхлопные газы автомобилей.

Угарный газ называют «молчаливым убийцей», так как он легко распространяется, смешиваясь с воздухом, не имеет никаких раздражающих факторов (вкуса, цвета, запаха), ввиду чего довольно сложно распознать его потенциальную опасность. При попадании в кровь этот газ связывает клетки гемоглобина, делая их неспособными к переносу кислорода. Соответственно все ткани организма не получают достаточное количество жизненно важного кислорода. В результате появляется головная боль, слабость, головокружение, иногда психическое возбуждение, потеря сознания, человек начинает задыхаться, впадает в кому и умирает. Первыми при отравлении СО страдают мозг и сердце, а также «критические» для данного человека органы.

3. **Диоксид азота-NO₂** - неорганическое соединение, представляет собой газ желто-бурого цвета. В условиях низких температур становится бесцветным. При температуре большей, чем 150°C, происходит диссоциация диоксида на оксид азота и кислород. Вещество характеризуется высокой токсичностью.

Более 90% от общего количества выбросов оксидов азота попадают в воздушную среду при сжигании различных видов топлива. Начальной формой является NO, который, находясь в воздухе, окисляется кислородом при высокой температуре до NO₂.

Диоксид азота в воздухе, даже находясь в относительно небольших концентрациях, способен приводить к существенным изменениям в организме человека. Является острым раздражителем, а также характеризуется

общетоксическим действием. Воздействует в основном на органы дыхательной системы. В зависимости от концентраций наблюдаются различные последствия - от слабого раздражения слизистых оболочек глаз и носа до отека легких. Также может приводить к изменениям состава крови, в частности, способствует уменьшению содержания гемоглобина.

В марте 2018 года был проведен расчет количества транспортных средств разного вида в течении часа на самых оживленных улицах города Нижневартовска. Интернациональная, Ленина, Чапаева, Северная и Мира. Далее было рассчитано количество топлива разного вида по формуле:

$$Q_i = N \cdot L \cdot Y_i, \text{ где}$$

N- количество транспортных средств

L- длина улицы

Y_i- нормы расхода топлива автотранспортом (см. таблицу 1)

Таблица № 1

Тип транспорта	Средние нормы расхода топлива (л на 100 км)	Удельный расход топлива Y _i (л на 1 км)
Легковой автомобиль	11-13	0,11-0,13
Грузовой автомобиль	29-33	0,29-0,33
Автобус	41-44	0,41-0,44
Дизельный грузовой автомобиль	31-34	0,31-0,34

Затем рассчитали объем выделившихся вредных веществ по формуле:

$$V = \sum Q \cdot K, \text{ где}$$

$\sum Q$ - суммарное количество топлива разного вида

K- эмпирический коэффициент, соответствующий выбросу вредных веществ от автотранспорта в зависимости от вида горючего (см. таблицу 2)

Таблица № 2

Вид топлива	Значение коэффициента (K)		
	Угарный газ	Углеводороды	Диоксид азота
Бензин	0,6	0,1	0,04
Дизельное топливо	0,1	0,03	0,04

В конце рассчитали массу выделившихся вредных веществ по формуле:

$$m = \frac{\sum V \cdot M}{22,4}, \text{ где}$$

$\sum V$ - суммарный объем вредных веществ

M- молярная масса вещества

22,4- молярный объем газа

Полученные данные ввели в таблицу.

Улица, по которой прошло наименьшее количество машин - это улица Чапаева. На момент подсчетов по этой улице в общем проехало примерно 4533 транспортных средства. Количество каждого вида транспорта указано в таблице 3.

Таблица № 3

Вид транспорта	Количество за час
Легковые автомобили	4125
Грузовые автомобили	6
Автобус	69
Дизельные автомобили	333
Всего	4533

Общий объём выделившихся вредных веществ составляет 815,5 л. Объем и масса каждого отдельного вредного вещества указаны в таблице 4.

Таблица № 4

Вид вредных веществ	V, л	m, г
CO (II)	653,067	816,63
C ₅ H ₁₂	111,727	359,87
NO ₂	50,758	104,24
Всего	815,552	1280,74

Аналогично были проведены расчеты по количеству выбросов вредных веществ в воздух на улицах Ленина, Интернациональная, Мира и Северная.

Таблица № 5

Улицы	Масса вредных веществ, г			Суммарное количество
	CO	C ₅ H ₁₂	NO ₂	
Интернациональная	1680,64	733,7	203,43	2617,77
Ленина	905,81	393,92	118,92	1418,47
Северная	1215,72	535,6	154,92	1906,24
Чапаева	816,63	359,87	104,24	1280,74
Мира	1218	540,76	163,37	1922,13

По итогу самой загрязненной улицей является улица Интернациональная, но это не означает что проблема только в одной улице. В общей сумме за один час в городе Нижневартовск образовалось более 9000 граммов вредных веществ. Если не решать эту проблему, то в будущем нас ждут необратимые последствия, которые коснутся сферы экологии и человеческой жизни.

МЕТОДОЛОГИЯ ПОСТРОЕНИЯ КОРПОРАТИВНОЙ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА АВТОМОБИЛЕЙ НА СЕРВИСНОМ ПРЕДПРИЯТИИ

Казаринов Ю.И.¹, Казаринова Е.Ю.²

¹ Филиал ТИУ в г. Нижневартовске;

² Национальный авиационный университет, г. Киев

В работе рассматриваются методологические вопросы построения современной и конкурентоспособной корпоративной системы технического обслуживания и ремонта (ТОиР) автомобилей на сервисном предприятии. Затронуты проблемы формирования системы технического обслуживания и ремонта автомобилей. Сформулированы требования к формированию производственно-технической инфраструктуры и к персоналу сервисного предприятия. Перечислены проблемы автоматизации процессов управления производством ТОиР автомобилей, внедрения корпоративных информационных систем и бизнес-процессов на предприятии.

Слово «методология» в разных словарях и учебниках неодинаково истолковывается для разных видов деятельности. Если, к примеру, какое-то определение для методологии, удовлетворительно описывает и раскрывает ее суть отдельно взятой деятельности, то это не значит, что оно также удовлетворительно раскрывает сущность деятельности в других областях знаний. Методология продолжительное время воспринималась учеными как учение о методах деятельности (метод и «логос» - учение). Более полно раскрывают суть практической (профессиональной) деятельности применительно к системе технического обслуживания и ремонта (ТОиР) определения, приведенные в [1-3].

«Методология (от «метод» и «логия») – учение о структуре, логической организации, методах и средствах деятельности» [2].

«Методология – система принципов и способов организации и построения теоретической и практической деятельности, а также учение об этой системе» [10]. Здесь сделаны акценты на способах организации и видах деятельности.

Методология – это учение об организации деятельности [1].

Во всех трех приведенных определениях, методология раскрывается через способы (учение/систему) организации деятельности.

Также неоднозначно в различных информационных источниках расшифровывается словосочетание «корпоративные системы» (КС). Если объединить разрозненные определения из литературных источников, то «корпоративные системы» – это системы управления предприятием, которые направлены на реализацию конкретных функций. Объектом рассматриваемой КС ТОиР является система ТОиР предприятия, развивающаяся в результате управленческого и технического воздействий. Предмет КС ТО-

иР – это управленческие и технические воздействия, обеспечивающие совершенствование системы ТОиР предприятия и качество обслуживания автомобилей.

Проблемы, которые рассматривает «Методология построения корпоративной системы технического обслуживания и ремонта автомобилей на сервисном предприятии»:

1. Изучение закономерностей развития системы ТОиР.
2. Определение стратегических целей и формулирование задач по совершенствованию системы ТОиР предприятия.
3. Исследование и совершенствование стратегий ТОиР и методов управления системой ТОиР

Таким образом, с учетом вышеприведенных определений и требований к корпоративным системам технического обслуживания и ремонта автомобилей, сформулируем определение для методологии, которая направлена на формирование корпоративных систем технического обслуживания и ремонта автомобилей.

Методология построения корпоративной системы технического обслуживания и ремонта автомобилей на сервисном предприятии – это комплексная система принципов и методов организации теоретической и практической деятельности персонала предприятий автомобильного сервиса по планированию и построению корпоративной системы технического обслуживания и ремонта автомобилей.

Такое определение однозначно детерминирует в первую очередь предмет методологии, как организацию деятельности на сервисном предприятии.

Основные проблемы, обсуждаемые при формировании системы технического обслуживания и ремонта автомобилей:

1. Разработка методологии построения корпоративной системы технического обслуживания и ремонта автомобилей.
2. Формулирование методологии формирования технологии, технологического и производственного процессов технического обслуживания и ремонта автомобилей.
3. Выбор стратеги технического обслуживания и ремонта.
4. Назначение системы ТОиР и базовые требования к ней.
5. Формирование производственно-технической структуры системы технического обслуживания и ремонта.
6. Разработка целей, содержания и детализации уровней регламентации системы ТОиР.
7. Описание фирменной системы ТОиР.
8. Разработка основ регламентации системы ТОиР.
9. Применение нормативов при планировании и организации технического обслуживания и ремонта.

Основные вопросы, рассматриваемые при формулировании корпоративных требований по формированию производственно-технической инфраструктуры (ПТИ) предприятия:

1. Методология формирования ПТИ предприятий.
2. Требования к разработке проекта ПТИ.
3. Состав технического проекта и его технологической части.

Основные проблемы, которые необходимо рассмотреть при формулировании корпоративных требований к персоналу предприятия:

1. Роль персонала, обслуживающих клиентов сервисного предприятия.
2. Характер инженерного труда в техническом сервисе.
3. Формирование требований к специалисту.
4. Основные требования к инженеру.

При разработке методологии построения корпоративной системы ТОиР автомобилей на современном сервисном предприятии необходимо рассмотреть вопросы по внедрению автоматизированных систем управления (АСУП) производством ТОиР автомобилей [4]:

1. Формулирование требований к АСУП с учетом стратегии развития и потребностей предприятия, ресурсов, возможности привлечения IT-специалистов.

2. Основные принципы разработки и функционирования АСУП на конкретном предприятии.

Также при разработке методологии построения корпоративной системы следует рассмотреть проблемы внедрения корпоративных информационных систем и реинжиниринга бизнес-процессов на предприятии, включая проработку проблем:

1. Бизнес-процессов предприятия.
2. Реинжиниринга бизнес-процессов.
3. Описания бизнес-процессов на предприятии.

Все виды деятельности сервисного предприятия должны планироваться с учетом изменяющихся рисков, а система ТОиР – непрерывно совершенствоваться, посредством внедрения ключевых технологий. Это необходимые условия конкурентоспособности современного предприятия.

Библиографический список

1. Новиков, А. М. Методология / А. М. Новиков, Д. А. Новиков. – Москва : СИНТЕГ, 2007. – 668 с.
2. Советский энциклопедический словарь / ред. А. П. Горкин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Санкт-Петербург : Большая Российская энциклопедия: Норинт, 2002. – 1456 с.
3. Философский энциклопедический словарь. – Москва : Сов. Энциклопедия, 1983. – 840 с.

4. Сервис транспортных, технологических машин и оборудования в нефтегазодобыче: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 151000 "Нефтегазовое дело" / Н. С. Захаров [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2011. – 508 с.

ФРАКТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ОБУЧАЮЩИХСЯ

Казаринов Ю.И.¹, Мельникова С.В.²

¹ Филиал ТИУ в г. Нижневартовске;

² Кемеровский государственный университет

В работе описано применение фрактального анализа учебного процесса с целью повышения качества подготовки бакалавров (специалистов, магистров). Процесс подготовки рассматривается как сложная иерархическая система, состоящая из фрактальных элементов (кредитных модулей с элементами знаний), к которой можно применить современные качественные методы оценки фрактальных структур. Современная фрактальная теория изучает сложные фрактальные структуры. Ее методы исследования успешно применяются в различных отраслях знаний, поэтому нам представляется целесообразным использовать ее формализованный подход также и для анализа процесса подготовки. Без детальной формализации учебного процесса и без комплексного учета взаимосвязи множества составляющих элементов формализованной структуры учебной подготовки и различных факторов внешнего воздействия на эту структуру невозможно эффективно управлять качеством процесса подготовки студентов.

Основной задачей учебного процесса является приобретение знаний, умений и компетенций. При этом знания и умения в одной части учебного цикла представляют собой базу знания следующего цикла. Оптимальное распределение объема информации по этапам обучения для наиболее эффективного усвоения учебного материала учащимися является качественной составляющей организации процесса обучения. В современном вузе подготовка студентов связана с использованием больших информационных потоков из учебных дисциплин, которые могут содержать различные объемы информации и могут быть в различной степени связаны друг с другом. Необходимо учитывать, что увеличение объема учебной информации создает сложность ее восприятия, в том числе и по причине неравномерной последовательности распределения ее в учебном процессе.

Наиболее подходящим инструментом для формализации учебного процесса с определением необходимого уровня знаний и компетенций на выходе одного цикла (модуля) и, соответственно, входе другого цикла (модуля), на наш взгляд, является фрактальный подход.

Изложение основного материала исследования. Нередко в различных источниках рассматриваются фракталы, в которых структуры всей системы и любого ее фрагмента идентифицированы. Это характерно, прежде всего, для итерационно построенных математических фракталов: теоретико-множественных, геометрических, алгебраических, стохастических [1]. Однако во фрактальной теории, как для природных, физических, так и для математических объектов, сходство структур целого и части не сводится только к идентичности их, а предполагает широкую вариацию фрактальных структур от подобия к непохожести. Наряду с изучением самоподобия объектов возникает необходимость исследования фрактальности процессов (в том числе и учебного процесса), различных форм движения, функционирования живых и неживых систем. Однако феномены структурного сходства, схожести процессов и перенос уже известных фрактальных методик на другие системы, в науке пока недостаточно рассмотрены.

Фрактальная теория дала толчок к новым научным идеям познания мира. Уже сегодня фракталы позволяют компактно сжимать информацию, удобно строить модели, более эффективно составлять прогнозы, описывать самоорганизованные процессы [2]. Ведь многие материальные объекты имеют фрактальную структуру и многие явления и проблемы можно формализовать подобными элементами. Фракталы и им же подобные объекты инвариантны. Это такие объекты, которые при наблюдении в различных увеличениях повторяют один и тот же подобный рисунок (например, фрактальный элемент на рис. 1).

Родоначальник теории фракталов Б.Мандельброт ввел в науку слово «фрактал» и дал ему следующее определение [1]: "Фракталом называется множество, размерность Хаусдорфа-Безиковича, которая строго больше его топологической размерности". Затем он предложил заменить его следующим: "Фрактал - это структура, состоящая из частей, которые в каком-то смысле подобны целому". Поэтому строгого и полного определения фракталов пока не существует. Однако, фрактальный подход нашел широкое распространение во многих областях науки. В наше время появились такие теории, основанные на фрактальной теории: теория фрактальных трещин, модель трения для фрактальных поверхностей, фрактальная механика древесно-полимерных композитов и пр. Разработана математическая теория перколяционных кластеров. На основе этой теории создаются новые критерии прочности материалов, в том числе и композиционных. Разработана теория фрактальных итерационных функциональных систем, с помощью которых осуществляется моделирование произвольных образов, широко используется в современной машинной графике.

Основной задачей при использовании фрактального метода является разработка функционально-сетевых фрагментов, которые характеризуются необходимыми входными составляющими, инструментарием для реализации и выходными элементами (знаниями, умениями и компетенциями).

Следующим важным шагом в предлагаемом подходе является определение объема информации для каждого фрагмента (фрактала) и распределение фракталов по очередности и времени.

Каждый единичный фрактал определяется из учебной программы конкретной дисциплины и может быть описан по методологии, которая используется для описания процессов в системе менеджмента качества в соответствии со стандартами ISO серии 9000.

С математической точки зрения фрактал - это множество с дробной размерностью типа: Канторова множества, кривой Коха, ковра Серпинского и др [2]. Фрактал можно разбить на несколько частей по принципу подобия между ними (рис. 2).

Такое дробление может быть осуществлено как на уровне одной учебной дисциплины, так и на уровне нескольких учебных дисциплин, которые изучаются параллельно, и далее на уровне учебных дисциплин с учетом междисциплинарных связей до завершения учебного процесса. Фрактальные структуры редко состоят из подобных (простых) фракталов. Чаще всего они не идеальны и их структуры состоят из квазифракталов [3,4]. Это дает возможность структурировать дисциплинарные и междисциплинарные связи с учетом различной пропорциональности объектов информации, знаний, умений и компетенций.

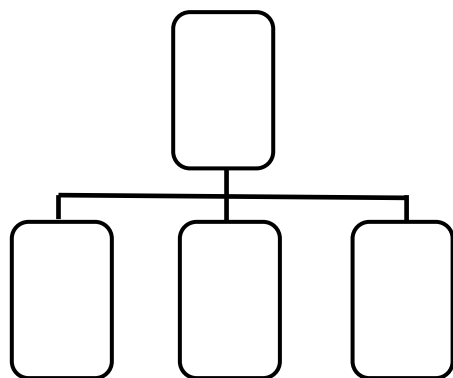


Рисунок 1. Фрактальный элемент

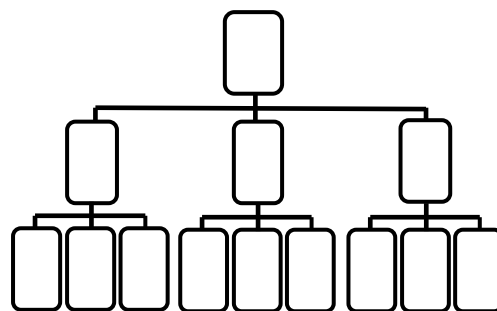


Рисунок 2. Самоподобный фрактал с 3-мя уровнями формализации

В простейшем случае процесс подготовки специалиста предлагается представлять структурой, состоящей из трех дисциплин ($A_1 \dots A_3$) с разделением каждой на три модуля ($B_1 \dots B_3$) и потом еще и на количество сформированных компетенций (рис. 3).

Одним из действенных способов анализа фрактальных структур для учебных задач является бифуркационная теория, что дана в [2] Морозовым А.Д. в математическом виде. С помощью методики автора можно оптимизировать фрактально-сетевую структуру учебного процесса и спрогнозировать число параллельно изучаемых дисциплин, модулей, завершенных частей дисциплин и учебных блоков, обходя неблагоприятного сочетания

фрактальных элементов сетевой структуры. Разработанный учебный процесс без необходимой оптимизации в соответствии с теорией фракталов, не исключает возможность бифуркационных явлений в учебном процессе и, как следствие, снижение уровня знаний учащихся.

Предметом обсуждения в работе [2] является математическая модель ограниченного роста популяции, которая вписывается в рамки фрактальной теории. Рассмотренная автором математическая модель при определенных значениях параметров (в нашем случае это ограниченные по количеству формализованные элементы учебного процесса) ведет себя или хаотично, или периодически, а для некоторых значений параметров наблюдается переход к хаосу. Если в рассмотренной автором системе с определенным набором элементов возникает бифуркация и хаос, то можно предположить, что и для другой системы (например, учебный процесс) с подобной последовательностью элементов (например, в нашем случае это элементы учебного процесса) могут возникнуть подобные деструктивные (разрушительные) явления. Проанализировав поведение модели для известных сочетаний элементов учебного процесса, мы можем избежать неблагоприятных сочетаний этих элементов, подобрав благоприятные, не приводящие к бифуркации и хаосу сетевой системы (учебный процесс).

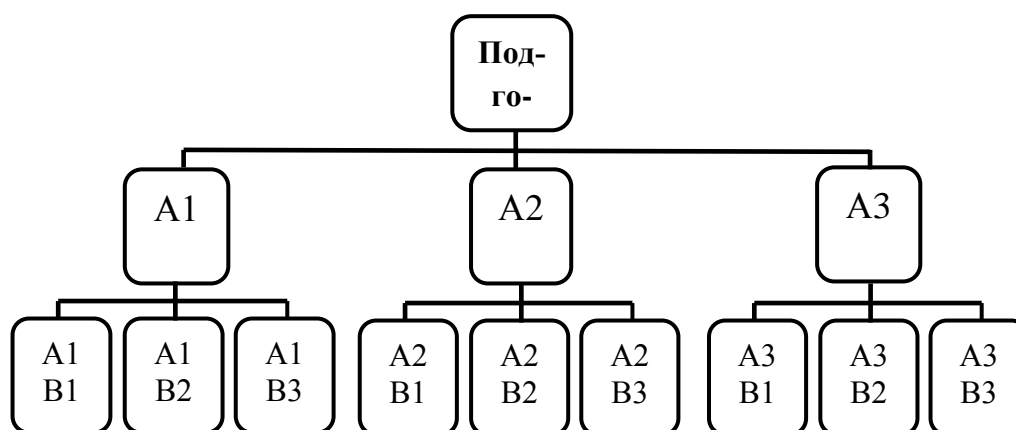


Рисунок 3. Фрактальная структура учебного процесса:
A1...A3 – учебные дисциплины учебного процесса,
A1B1...A1B3 – учебные модули учебной дисциплины A1, ...,
A3B1...A3B3 – учебные модули учебной дисциплины A3.

Заключение. В работе рассмотрена проблема формализации процесса подготовки студентов и достижение определенного качества обучения за счет оптимального распределения кредитных модулей в течение учебного года на основе фрактального анализа с учетом определенных знаний, умений и компетенций. Рассмотренный фрактальный подход позволяет применить к учебному процессу системный подход, позволяющий дробить процесс подготовки студентов на множество фрактальных элементов (кредитных модулей с элементами знаний). Этот подход допускает комплексно

изучать и оценивать составление учебных планов, применять современные методы фрактального анализа. Рассмотренную методологию также целесообразно использовать при разработке учебных программ для наукоемких специальностей, которые требуют знаний в различных областях знаний. Учебные дисциплины могут быть комплексными и храниться в большом объеме учебных кредитов, отличающихся друг от друга составляющими их компонентами, число которых может быть значительным.

Библиографический список

1. Мандельброт, Б. Фрактальная геометрия природы / Б. Мандельброт ; пер. с англ. А. Р. Логунова. – Москва : Институт компьютерных исследований, 2002. - 656 с.
2. Морозов, А. Д. Введение в теорию фракталов / А. Д. Морозов. – Москва : Институт компьютерных исследований, 2002. - 160 с.
3. Фрактал [Электронный ресурс] // Википедия. - Режим доступа : <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A4%D1%80%D0%B0%D0%BA%D1%82%D0%B0%D0%BB>.
4. Мандельброт, Б. Б. Фракталы и хаос. Множество Мандельброта и другие чудеса / Б. Б. Мандельброт ; пер. с англ. Н. А. Зубченко. – Москва ; Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. - 392 с.

УПРАВЛЕНИЕ ДВИЖЕНИЕМ ПО ЗАДАННОЙ КРИВОЙ И ОБРАТНЫЕ ЗАДАЧИ ДИНАМИКИ

Мухарлямов Р.Г., Ашиб Б.И.

Российский университет дружбы народов, г. Москва

Введение. Задача управления движением механической системы относится к обратным задачам динамики, предполагающим определение выражений сил, под действием которых механическая система совершает движения с заданными свойствами. Наиболее полно эти свойства выражаются в виде требования осуществления движения по заданному закону или по заданной кривой в пространстве координат. Так в [1] была поставлена задача об определении сил в функциях координат точек их приложения, под действием которых планеты описывают конические сечения. В [2] и [3] определены выражения силы, соответствующей движению материальной точки по плоской кривой. В [4] предложено решение задачи построения потенциального силового поля по заданному семейству траекторий изображающей точки в многомерном пространстве. Некоторые современные методы решения обратных задач динамики предложены в [5]. В настоящей работе рассматривается задача управления движением механической

системы по заданной кривой в пространстве состояний. Предлагаются методы построения управляющих сил, зависящих от координат механической системы.

Управление движением по кривой. Обозначив q^i, v^i обобщенные координаты и скорости, уравнения движения механической системы можно представить в виде

$$\dot{q}^i = v^i, \quad \dot{v}^i = a_j^i(q^l)(f^j(q^i, v^m) + u^j) - a_{jk}^i(q^l)v^jv^k \quad (1)$$

$$i, j, k, l, m = 1, 2, \dots, n, \quad \dot{q}^i \equiv \frac{dq^i}{dt}$$

$$q^i(t_0) = q_0^i, \quad v^j(t_0) = v_0^j, \quad (2)$$

где f^j – обобщенные внешние силы, u^j – управляющие силы, действующие на систему. Здесь, как и в дальнейшем, предполагается, что по одинаковым индексам производится суммирование. Системой (1) описывается динамика голономных и некоторых неголономных систем, например, систем Чаплыгина. Предполагается, что непрерывные, дважды дифференцируемые по всем переменным q^i функции

$$\alpha^p = g^p(q^i), \quad p = 1, \dots, n-1, \quad (3)$$

при всех фиксированных значениях α^p задают единственную кривую в пространстве переменных q^i . Равенства (3) позволяют учитывать возможные отклонения от уравнений связей

$$g^p(q^j) = 0, \quad (4)$$

в процессе численного интегрирования уравнений динамики системы (1) или при осуществлении движения в скользящем режиме [6].

Задача сводится к определению управляющих сил u^j , которые удовлетворяли бы следующим условиям:

1) Если начальные условия (2) удовлетворяют равенствам

$$g^p(q_0^j) = 0, \quad g_j^p(q_0^i)v_0^j = 0, \quad g_j^p = \frac{dg^p}{dq^j}, \quad (5)$$

то соответствующие решения $q^i = q^i(t)$, $v^j = v^j(t)$ системы (1) должны удовлетворять условиям

$$g^p(q^j) = 0, \quad g_j^p(q^i)v^j = 0;$$

2) если начальные условия (2) таковы, что

$$g^p(q_0^j) = \alpha_0^p, \quad g_j^p(q_0^i)v_0^j = \beta_0^p, \quad \|\alpha_0^p\| + \|\beta_0^p\| \leq \delta,$$

то на соответствующих решениях $q^i = q^i(t)$, $v^j = v^j(t)$ системы (1) должны соблюдаться неравенства

$$\begin{aligned} \|\alpha^p(t)\| + \|\beta^r(t)\| &\leq \varepsilon, \\ \alpha^p(t) &= g^p(q^i(t)), \\ \beta^r(t) &= g_j^r(q^i(t))v^j(t), \quad r = 1, \dots, n-1. \end{aligned} \quad (7)$$

Условие 1) предполагает движение изображающей точки по кривой (4) в пространстве координат q^i , условие 2) означает устойчивость этого движения.

Для решения первой части поставленной задачи достаточно построить такие функции $u^i = u^i(q^l, v^j)$, которые удовлетворяли бы уравнениям

$$g_i^p \left(a_j^i (f^j + u^j) - a_{jk}^i v^j v^k \right) + g_{jk}^p v^j v^k = k_r^p \beta^r + c_r^p \alpha^r, \quad g_{jk}^p = \frac{\partial^2 g^p}{\partial q^j \partial q^k} \quad (6)$$

Левая часть системы уравнений (7) получена дифференцированием функций (3) по времени t до второго порядка включительно в силу системы уравнений (1). Коэффициенты k_r^p , c_r^p в правых частях уравнений (7) являются произвольными непрерывными функциями переменных q^i , v^j . При этом, если начальные условия (2) удовлетворяют равенствам (5), то система дифференциальных уравнений

$$\dot{\alpha}^p = \beta^p, \quad \dot{\beta}^p = k_r^p(q^i, v^j)\beta^r + c_r^p(q^i, v^j)\alpha^r \quad (8)$$

имеет тривиальное решение

$$\alpha^p = 0, \quad \beta^p = 0. \quad (9)$$

Из равенств (3), (9) следует, что равенства (4) представляют собой уравнения связей для системы (1), если управляющие функции u^j рассматривать как реакции связей.

Для обеспечения устойчивости движения изображающей точки по кривой, определяемой уравнениями (4), достаточно подобрать коэффициенты k_r^p , c_r^p уравнений системы (8) так, чтобы ее тривиальное решение (9) было устойчиво. Соответствующие условия устойчивости могут быть получены посредством функций Ляпунова. Если функция $V = V(\alpha^p, \beta^r)$ является положительно определенной и ее производная

$$\dot{V} = V_p \beta^p + V_r' (k_p^r \beta^p + c_p^r \alpha^p), \quad (10)$$

$$V_p = \frac{\partial V}{\partial \alpha^p}, \quad V'_p = \frac{\partial V}{\partial \beta^p},$$

вычисленная в силу уравнений системы (8), является знакопостоянной отрицательной, то тривиальное решение (9) устойчиво. Если правая часть равенства (10) является знакоопределенной отрицательной функцией по отношению к переменным α^p, β^r , то тривиальное решение (9) системы (8) устойчиво асимптотически.

Будем рассматривать равенства (6) как систему $n-1$ линейных алгебраических уравнений относительно n обобщенных скоростей v^i . Решение этой системы определяется выражением [7]:

$$v^i = v_0 w^i + w_p^i \beta^p, \quad w_p^i = \delta^{ij} g_j^s w_{sp},$$

где w_{sp} – элемент матрицы (w_{sp}) , обратной к матрице (g^{pr}) , $g^{pr} = g_i^p \delta^{ij} g_j^r$: $w_{sp} g^{pr} = \delta_s^r$, $\delta^{ij} = 0$, $i \neq j$, $\delta^{ii} = 1$, и $\delta_s^r = 0$, $r \neq s$, $\delta_r^r = 1$, v_0 – произвольная величина, w^s – определитель, составленный из величин δ_j^s и соответствующих выражений производных g_j^p функций $g^p(q^i)$.

Запишем равенства (6) как систему линейных алгебраических уравнений относительно управляющих сил u^j :

$$s_j^p u^j = s^p, \quad (11)$$

$$s^p = k_r^p \beta^r + c_r^p \alpha^r + s_{jk}^p v^j v^k - s_j^p f^j, \quad (12)$$

$$s_j^p = g_i^p a_j^i, \quad s_{jk}^p = g_i^p a_{jk}^i - g_{jk}^p,$$

$$s_j^p = s_j^p(q^l), \quad s_{jk}^p = s_{jk}^p(q^l).$$

Система (11), так же как система (6), состоит из $n-1$ уравнений относительно n неизвестных u^j . Ее общее решение записывается в виде:

$$u^j = u_0 u_0^j + u_p^j s^p,$$

где u_0 – произвольная функция переменных q^i, v^j , $u_0^j = u_0^j(q^l)$ вычисляется как определитель, строки которого составляют величины δ_k^j и коэффициенты s_j^p уравнений системы (11), $u_p^j = \delta^{jk} s_k^q(q^l) s_{qp}(q^l)$, s_{qp} – элемент матрицы (s_{qp}) , обратной к матрице (s^{pr}) , $s^{pr} = s_i^p \delta^{ij} s_j^r$, $s_{qp} s^{pr} = \delta_q^r$.

Если иметь в виду выражения (3), (6) переменных α^p, β^p , то в общем случае управляющие силы зависят от координат и скоростей механической системы:

$$u^j = u_0(q^l, v^m) u_0^j(q^l) + u_p^j(q^l) s^p(q^i, v^m), \quad (13)$$

$$s^p(q^i, v^m) = k_r^p(q^l, v^m) g_r^j(q^l) v^j + c_r^p(q^l, v^m) g^r(q^l) + s_{jk}^p(q^l) v^j v^k -$$

$$- s_j^p(q^l) f^j(q^l, v^m).$$

Управление позиционными силами.

Рассмотрим случай, когда выражения активных сил f^j являются многочленами второй степени относительно обобщенных скоростей

$$f^j(q^i, v^m) = f_0^j(q^i) + f_k^j(q^i) v^k + f_{kl}^j(q^i) v^k v^l. \quad (14)$$

Представим коэффициенты k_r^p, c_r^p уравнений (8) выражениями

$$k_r^p(q^l, v^m) = k_{r0}^p(q^l) + k_{ri}^p(q^l) v^i, \quad (15)$$

$$c_r^p(q^l, v^m) = c_{r0}^p(q^l) + c_{ri}^p(q^l) v^i + c_{rik}^p(q^l) v^i v^k. \quad (16)$$

С учетом равенств (3), (14)-(16) равенство (12) можно представить в виде:

$$s^p(q^i, v^m) = \sigma_0^p(q^l) + \sigma_r^p(q^l) \beta^r + \sigma_{rs}^p(q^l) \beta^r \beta^s, \quad (17)$$

$$\sigma_0^p = v_0^2 s_{ik}^p w^i w^k + (c_{s0}^p + v_0 c_{si}^p w^i + v_0^2 c_{sik}^p w^i w^k) g^s -$$

$$- s_l^p (f_0^l + v_0 f_i^l w^i + v_0^2 f_{ik}^l w^i w^k),$$

$$\sigma_q^p = k_{q0}^p + v_0 (k_{qi}^p w^i + 2s_{ik}^p w^i w_q^k) + (c_{si}^p w_q^i + 2v_0 c_{sik}^p w^i w_q^k) g^s -$$

$$- s_l^p (f_i^l w_q^i + 2v_0 f_{ik}^l w^i w_q^k),$$

$$\sigma_{qr}^p = k_{ri}^p w_q^i + s_{ik}^p w_q^i w_r^k - s_l^p f_{ik}^l w_q^i w_r^k + c_{sik}^p w_q^i w_r^k g^s.$$

Полагая в (13) $u_0 = u_0(q^l)$ и используя выражение (17), представим управляющие силы в виде многочлена второй степени относительно переменных β^r :

$$u^j = u_0(q^l) u_0^j(q^l) + u_p^j(q^l) (\sigma_0^p(q^l) + \sigma_r^p(q^l) \beta^r + \sigma_{rs}^p(q^l) \beta^r \beta^s). \quad (18)$$

Из равенств (18) видно, что если их правые части не содержат переменных β^p , то управляющие силы будут зависеть только от координат механической системы q^l . Следовательно, можно сформулировать следующие утверждения об условиях существования позиционных сил, обеспечивающих движение по кривой, заданной уравнениями (4).

Теорема 1. Если начальные условия (2) таковы, что выполняются условия

$$g^p(q_0^j) = \alpha_0^p, g_j^p(q_0^i)v_0^j = 0, \quad (19)$$

то управляющие силы зависят только от координат и соответствуют движению изображающей точки по кривой

$$g^p(q^j) = \alpha_0^p.$$

Действительно, очевидно, что при выполнении условий (19) система (8) имеет тривиальное решение $\alpha^p(t) = 0$, если $\alpha^p = g^p(q^j) - \alpha_0^p$.

Теорема 2. Если коэффициенты

$$k_{r0}^p(q^l), k_{ri}^p(q^l), c_{r0}^p(q^l), c_{ri}^p(q^l), c_{rik}^p(q^l)v^i v^k$$

в выражениях (15), (16) удовлетворяют условиям

$$\sigma_r^p(q^l) = 0, \sigma_{rs}^p(q^l) = 0$$

то управляющие силы зависят только от координат и соответствуют движению изображающей точки по кривой (4).

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, проект № **16-08-00558** а.

Библиографический список

1. Bertrand, M. J. Sur la possibilite de deduire d'une seule des lois de Kepler le principe de l'attraction / M. J. Bertrand // Comptes rendues. - 1877. - 9 Avril.
2. Darboux, M. G. Recherche de la loi que doit suivre une force centrale pour que la trajectoire quelle determine soit toujours une conique / M. G. Darboux // Comptes rendues, t. LXXXIV. – 1877. - № 16. - P. 760-762.
3. Имшенецкий, В. Г. Определение силы, движущей по коническому сечению материальную точку, в функции ее координат / В. Г. Имшенецкий // Сообщения Харьковского математического общества. - 1879. - Вып. 1.
4. Суслов, Г. К. О силовой функции, допускающей данные интегралы / Г. К. Суслов. – Киев : Изд-во Киевского ун-та, 1890. - 114 с.
5. Галиуллин А. С. Методы решения обратных задач динамики / А. С. Суслов. – Москва : Наука, 1986. - 224 с.
6. Веретенников, В. Г. Метод переменного действия / В. Г. Веретенников, В. А. Сеницын. - Москва : Физматлит, 2005. - 272 с.
7. Мухарлямов, Р. Г. Математическая модель динамики несвободных механических систем / Р. Г. Мухарлямов // Теоретическая механика : сб. научно-методических статей / под ред. Ю. Г. Мартыненко. – Москва : Изд-во МГУ, 2003. - Вып. 24. - С. 115-124.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЦИКЛОНА, ПУТЕМ УСТАНОВКИ В ВЫХЛОПНУЮ ТРУБУ КОНУСА, ОБРАЩЕННОГО БОЛЬШИМ ОСНОВАНИЕМ ВВЕРХ

Никулин А.С., Круглов С.С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

В качестве исследуемого циклона был выбран циклон ЦН-15-600. По проектной документации [1] номинальная производительность $0,9 \text{ м}^3/\text{с}$, что соответствует скорости на входе $14,5 \text{ м/с}$, а по данным статьи [2], посвящённой исследованию циклона при пониженной производительности взята скорость $3,94 \text{ м/с}$, поэтому в данном исследовании скорость на входе была принята $3,94 \text{ м/с}$, т.к. исследуется модернизация уже установленных циклонов, работающих при пониженных скоростях. Состав газовой смеси, давление и температуру газа так же возьмем по статье [2]: рабочие давление газа $5,72 \text{ МПа}$, температура $8 \text{ }^\circ\text{C}$. состав газовой смеси приведен в таблице 1.

Таблица № 1

Состав газа

Компонент	Молярная доля в смеси
Метан	0,9864
Этан	0,0042
Пропан	0,0009
Бутан	0,0003
Пентан	0,0001
Азот	0,0077
Углекислый газ	0,0004
Сумма	1,0000

В ASPEN HYSYS были определены свойства смеси. В таблице 2 приведены свойства газа, требуемые для расчета.

По данным [1] примем насыпную плотность твердых частиц 2000 кг/м^3 . Диаметр частиц: 5, 15, 20 мкм.

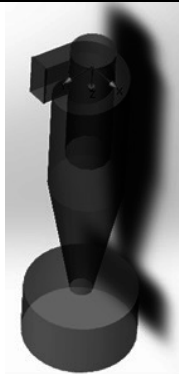
После проведенных исследований было выявлено, что лучше всего показывает себя конус, обращенный меньшим диаметром вниз, установленный на входе в выхлопную трубу.

На рисунке 1а изображена 3D модель циклона без внутренних элементов, а на рисунке 1б изображена модель с внутренним элементом – конусом, обращенным меньшим диаметром вниз.

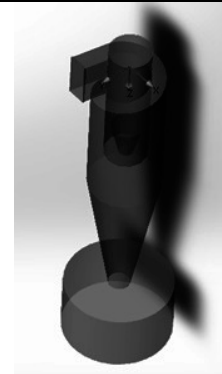
Граничные условия: полностью развитый поток на выходе со скоростью $3,94 \text{ м/с}$, давление окружающей среды на выходе $5,72 \text{ МПа}$. На рисунке 2 показаны граничные условия. По оси Z применена сила тяжести с ускорением равным $9,98 \text{ м/с}^2$.

Состав газа

Наименование	Значение
Молярная масса, г/моль	16,25
Показатель адиабаты	1,097
Динамическая вязкость, Па·с	0,00001667
Удельная теплоемкость, Дж/кг·К	2607
Теплопроводность, Вт/м·К	0,04774



а

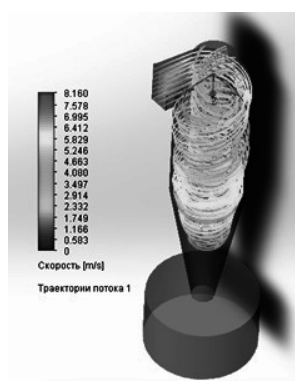


б

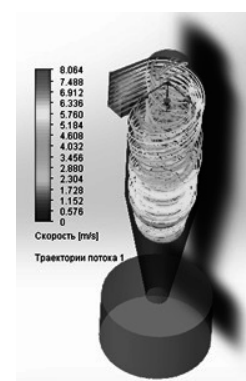
Рисунок 1. 3D модели циклона ЦН-15-600 без внутренних элементов (а), с конусом, обращенным меньшим диаметром вниз (б)

На рисунке 2 показаны траектории движения газа с нанесенными на них скоростями потока. На рисунке 3 приведены траектории движения частиц размером 20 мкм.

По результатам расчета была найдена эффективность очистки газа от мех. примесей с размером частиц 5, 15 и 20 мкм. В таблице 3 и 4 приведены сводные результаты расчета циклонов.

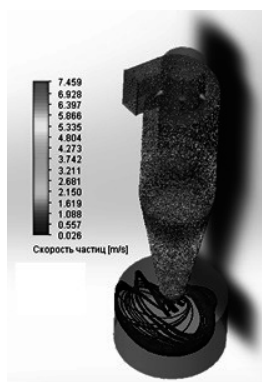


а

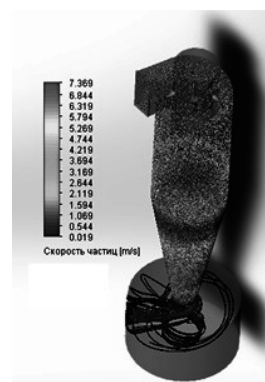


б

Рисунок 2. Траектории движения газа без внутренних элементов (а), с конусом, обращенным меньшим диаметром вниз (б)



а



б

Рисунок 3. Траектории движения частиц 20 мкм без внутренних элементов (а), с конусом, обращенным меньшим диаметром вниз (б)

Таблица № 3

Результаты расчета циклона без внутренних элементов

Размер частиц, мкм	Эффективность очистки, %	Перепад давлений, МПа
5	8	0,0013
15	16	
20	92	

Таблица № 4

Результаты расчета циклона с установленным конусом

Размер частиц, мкм	Эффективность очистки, %	Перепад давлений, МПа
5	21	0,0017
15	100	
20	100	

На рисунке 5 представлена сравнительная диаграмма эффективности очистки газа без установки конуса и с установленным конусом.

В результате расчета было получено что, установив внутрь циклона конус, обращенный меньшим диаметром вниз, можно повысить эффективность очистки, но увеличится перепад давлений.

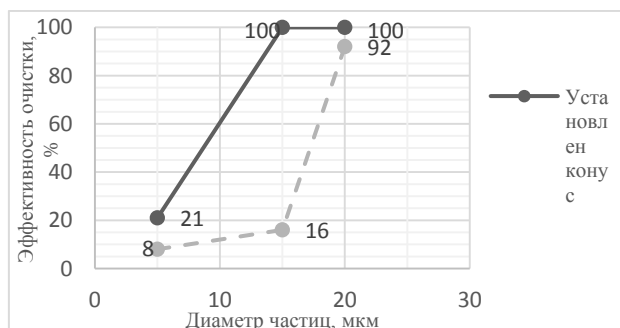


Рисунок 5. Зависимость эффективности очистки от диаметра частиц

Библиографический список

1. ГП 628.01.000-21 PP2. Пылеуловитель / ЦКБН, 2007.
2. Алиев, Т. Т. Моделирование в среде ANSYS течения многокомпонентной газовой смеси через циклон ЦКБН пылеуловителя ГП-628 на участке очистки газа / Т. Т. Алиев, С. Н. Беляев, А. С. Галахарь // Известия вузов. Машиностроение. – 2014. – № 10. – С. 25-30.

РЕЦИКЛИНГ АВТОМОБИЛЕЙ

Сардин Е.В.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Богатство ресурсов – это предпосылка быстрого развития экономики и качества жизни сегодняшних и грядущих поколений. Ежегодно растет потребление таких ресурсов как нефть, алюминий, медь, цинк, свинец и т.д. Экстенсивный подъем употребления данных ресурсов уже сейчас привёл к определённой сырьевой зависимости экономики, связанных с окружающей средой при добыче сырья, производстве продукции и конечной утилизации отходов производства и использования сырья. Без улучшения и внедрения новых технологий, развитие России будет не возможно, что негативно скажется на ее экономике и уровне жизни людей. Чем меньше мусора в стране, тем она чище и безопаснее для проживания человека, тем богаче и сильнее на мировой арене [1]. Основной проблемой развитой страны и общества, является формирование и улучшение рециклинга, для улучшения жизнедеятельности людей.

В данной работе мы рассматриваем проблему рециклинга автомобилей. Рециклинг – собственно обработка отходов в целях дальнейшего применения в качестве материала. Рециклинг машин - это положительный взнос для снижения неблагоприятного влияния на окружающую среду. Переработка ранее использованных материалов либо применение их как источников энергии, сохраняет природные запасы и уменьшает засорение геосферы.

Сегодня в мире эксплуатируется около одного миллиона автомобилей и к 2035 году по прогнозам аналитиков их станет 3 млрд. штук. По мировым стандартам, автомобиль эксплуатируется 10 лет, а далее его необходимо утилизировать, т.е. переработать.

В изношенном автомобиле содержатся ценные материалы, которые были использованы при его изготовлении: черные и цветные металлы, пластмассы и резинотехнические изделия, стекло и керамика, дерево и картон, текстильные материалы и др. (см. рисунок 1). Поэтому, вышедший

из эксплуатации автомобиль может и должен стать источником вторичных материальных ресурсов.

Количество неметаллических отходов автомобильных материалов, которое образуется ежегодно при выводе автотранспортных средств (АТС) из эксплуатации представлено на рисунке 2 [1].

Согласно научным исследованиям, после рециклинга одной легковой машины сохраняется более 1,2 тонны металла, а так же 600 килограмм угля [1].

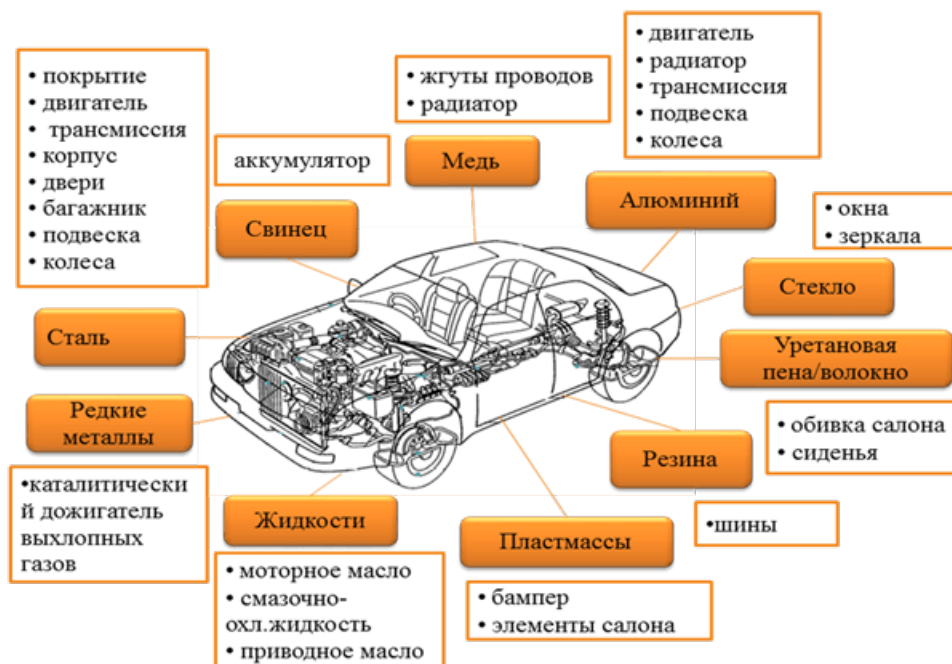


Рисунок 1. Ценные материалы в изношенном автомобиле

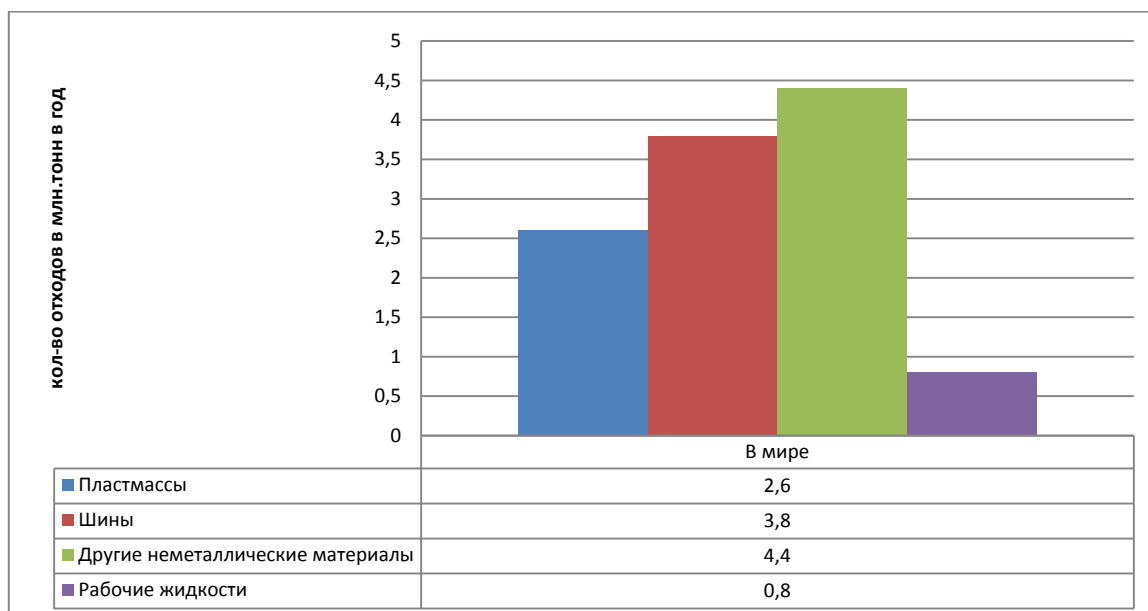


Рисунок 2. Объемы образования неметаллических отходов автомобильных материалов

Схема переработки старых автомобилей, которая включает две стадии: дробление целого автомобиля, а потом сепарация приведена на рисунке 3.

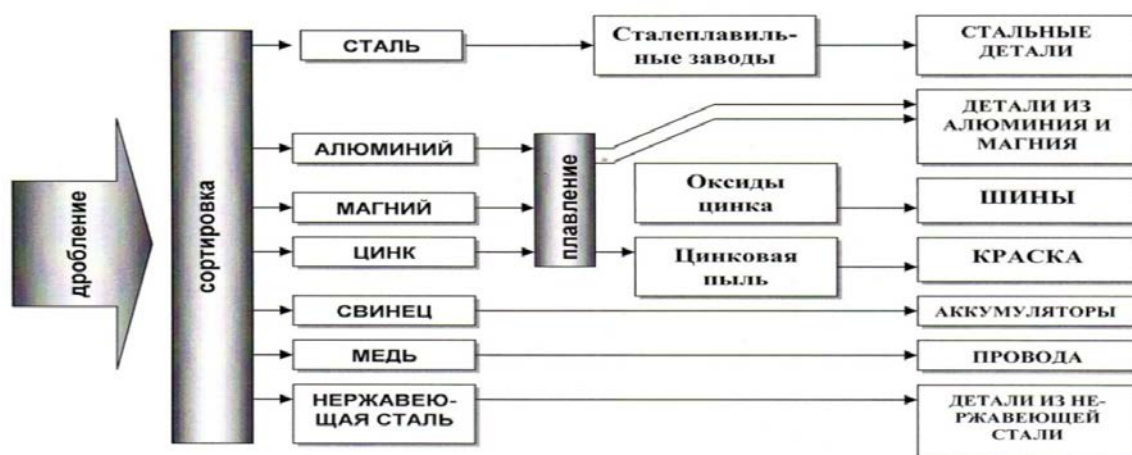


Рисунок 3. Схема переработки автомобиля

Более подробная схема современного авторециклинга включает в себя следующие стадии:

- слив на мобильных установках топливно-смазочных материалов;
- разукomплектование автомобилей с предварительной сортировкой по видам материалов;
- уничтожение негодных для использования частей машины с помощью шредерных установок;
- удаление пыли и грязи, разделение и сортировка различных деталей от металлических частей;
- прессование ненужных деталей.

Рециклинг автопластика. Автопластик предполагает собою высокомолекулярное соединение (полимер), его температура плавления свыше 130°C. Различают 2 типа автопластика:

1) Высокотемпературный пластик – защитная крышка мотора, воздухоотводы, обшивка термостата, пропеллер, пластмассовые переходники, масляный бак и т.д. Для изготовления этих деталей требуется только качественный полимер;

2) Обычный пластик – это обвесы, бампера, спойлеры и т.д., эти детали не подвергаются влиянию высоких температур.

Различный автопластик нельзя просто так смешивать, потому что, некоторые детали могут быть покрыты: нефтепродуктами, промышленными жидкостями, иметь металлические детали и т.д. А значит, его надо тщательно сортировать, чтобы не возникли проблемы при рециклинге.

Существует переработка пластика во вторичное полимерное сырье, но оно уступает по своим характеристикам начальному, поэтому не используется повторно, для изготовления высокотемпературных деталей, но может быть использовано в производстве комплектующих салона автомобиля.

Утилизация газогенераторов. Газогенераторы приводятся в непригодность перед утилизацией в соответствии с требованиями правил безопасности, чтобы механик не пострадал при их внезапном воспламенении (например, при газовой резке)[1]. Система надувных подушек безопасности всегда должна уничтожаться, так как дальнейшее ее использование запрещается.

Со всех газогенераторов на АПЭ (автомобиль, прекративший эксплуатацию.), выливают жидкость, после чего их поджигают и газогенераторы перерабатывают вместе с автомобилем.

Рециклинг аккумуляторных батарей. Свинец самый используемый металл после переработки. Производство и использование этого металла, постоянно растет. Свинец мало теряется в ходе промышленного применения, поэтому он является одним из металлов, которые часто используются в области материального производства. Анализируя научные источники, можно сказать:

- балансовые запасы свинца 126,6 млн. т[1];
- аккумуляторные батареи обширно применяют как автоматические источники энергии на протяжении более 150 лет.
- для изготовления аккумуляторных батарей используется изготавливаемого свинца –30...45%;
- содержание свинца в аккумуляторной батарее – до 60% массы;
- период службы аккумуляторных батарей – от 3 до 5 лет[1].

В России перерабатывают около 30% аккумуляторов, а нехватка свинца составляет 50-60 тыс. т/год.

Отработанные аккумуляторные батареи относятся к отходам II класса опасности. И на сегодняшний день известны два основных варианта переработки отработанных аккумуляторов:

- переработка с предварительной разделкой (см. рисунок 4);
- сжигание в плавильной печи без предварительной разделки.
- Во многих высокоразвитых странах, государства и экологические организации занимаются сбором и рециклингом отработанных аккумуляторных батарей. В Европейском союзе, Соединённых Штатах Америки и Японии установлены специализированные правовые акты и государственные распоряжения по рециклингу отработанных аккумуляторных батарей, приняты и продуктивно функционируют организации по сбору и перевозу отработанных аккумуляторов на перерабатывающие предприятия. К примеру, в Швеции и Италии внедрена спецсистема сбора залога при импорте и покупке аккумуляторных батарей, а накопленный капитал зачисляются напрямую предприятию-переработчику[1].

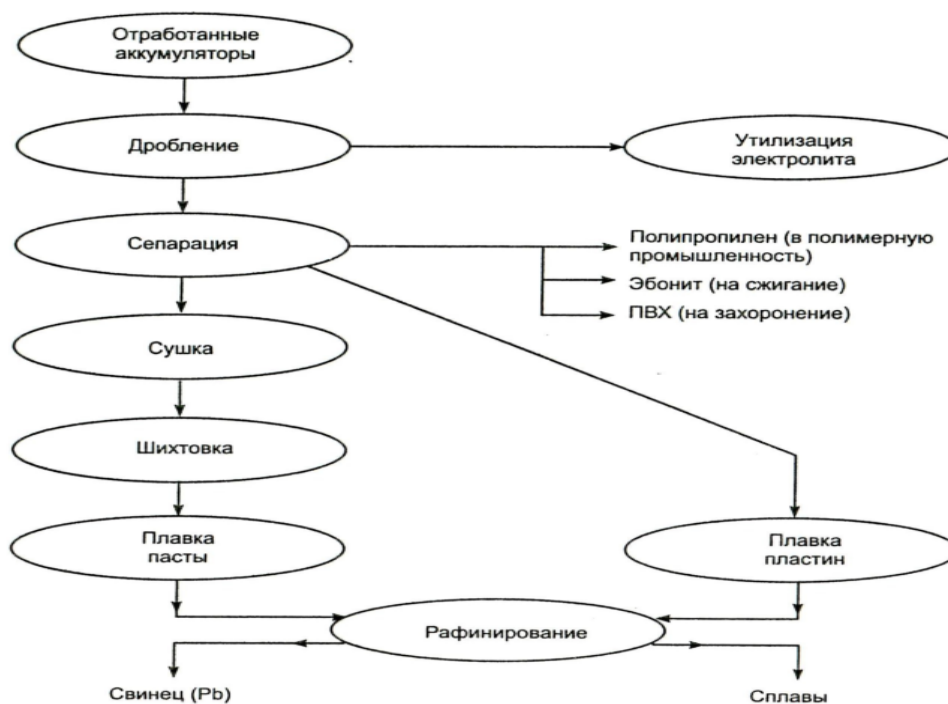


Рисунок 4. Переработка отработанных аккумуляторов с разделкой

Рециклинг изношенных шин (ИШ). При всей коммерческой выгоды рециклинга шин процесс идет медленно: мировые запасы накопленной автомобильной резины только растут.

В ЕС запрещено захоронение и сжигание шин на свалках, в связи с их токсичностью и вредом окружающей среде. Рециклинг шин превзошел ожидания и стремительными темпами увеличивает популярность в развитых странах, особенно в Великобритании, Японии, Германии, Финляндии, Испании и Италии.[1]

На данный момент большинство популярных способов рециклинга шин возможно разбить на две категории – это физический и химический способ.

Физический способ переработки шин. На данный период времени, максимальную значимость обретает использование отходов в типе резиновой крошки. Начальный состав и качество резины остаются при механическом измельчении.

Для измельчения применяют несколько способов: механический, озонный, взрывной, криогенный, комбинированный и др.[1]

В результате производится резиновая крошка различной степени жесткости и металлический корд.

Способ механического дробления (безотходный и экологически чистый). В основу технологии переработки заложен принцип механического измельчения шин до небольших кусков с последующим механическим от-

делением металлического корда[1]. Применения получившейся резиновой крошки зависит от ее размеров:

– 0,6...1 мм – используют в качестве добавки в: резиновые смеси для изготовления новых автомобильных шин (5...20%) или резиновой обуви (до 50...70%); композиционные кровельные материалы; подкладки под рельсы; модификации нефтяного битума в асфальтобетонных смесях, а также в качестве сорбента для сбора сырой нефти и жидких нефтепродуктов с поверхности воды и почвы, для тампонирувания нефтяных скважин, гидроизоляции зеленых пластов и т.д.[1]

– 2...4 мм – используется целью изготовления напольных резиновых покрытий; шумо- и виброизоляционных материалов; тротуарной плитки; наполнителя в некоторых спортивных изделиях; текстильного корда – в качестве теплоизолирующего материала для производства сэндвич-панелей; при производстве фибробетона в качестве фибры[1].

Металлокорд – идет на переплавку для получения стали и для дальнейшего использования в промышленности.

Рециклинг стекла. Изготовление стеклянной тары – не единственный способ рециклинга стеклобоя. США, Канада и Германия разрабатывали в течении последних 20 лет технологии, которые позволяют использовать переработанное стекло в строительстве автомагистралей.

Более важным применением стеклобоя в мире считается изготовление пеноматериалов, их применяют с целью изоляции стен, кровля, для создания сэндвич - панелей, утепления трубопровода и легкого заполнителя бетона[1]. При рециклинге крупного объема (8-10 т/ч) авто триплекса, в европейском союзе осуществляется 9 стадий обработки:

1. Предварительное дробление триплекса в многовалковой установке. Здесь нарушается жесткая структура стекла и стекло сминается без отделения большинства осколков от пленки;

2. Складирование стеклобоя. В период этого временного хранения в течение нескольких дней с триплекса начинает частично сходить пластиковое покрытие, что положительно сказывается на последующих операциях переработки стекла;

3. Повторное дробление триплекса в многовалковой дробилке;

4. Первичная магнитная сепарация;

5. Ручная сортировка;

6. Окончательное измельчение и просев;

7. Повторная магнитная сепарация;

8. Частичное удаление легковесных обрывков пленки с помощью систем аспирации (вентиляции);

9. Оптическая сепарация.

Более 50 стран мира приняли закон об авторециклинге. Там действует система государственного регулирования по авторециклингу, очень развита инфраструктура предприятий по переработке отходов автотранс-

порта и проводятся многочисленные мероприятия и акции по просвещению и привлечению населения.

В России программа утилизации впервые заработала в 2010 году и повторно введена в 2014 году. Суть ее заключалась в том, что при сдаче старого автомобиля на утилизацию, автовладелец получал скидку в размере 50 000 рублей на покупку нового автомобиля. При этом скидка компенсировалась за счет государства. Для всех автомобилей, выпущенных в обращение после 1 сентября 2012 года, утилизационный сбор уже уплачен. Отметка об этом ставится в паспорте транспортного средства (ПТС). За утилизацию таких автомобилей платить дополнительно не нужно. Чтобы официально утилизировать транспортное средство, его следует снять с учета в ГИБДД.

Библиографический список

1. Митрохин, Н. Н. Утилизация и рециклинг автомобилей / Н. Н. Митрохин, А. П. Павлов. - Москва : МАДИ, 2014. – 116 с.
2. Свинцово-кислотный аккумулятор [Электронный ресурс] // Википедия. – Режим доступа : <http://ru.wikipedia.org/.../>.
3. Утилизация свинцовых аккумуляторов [Электронный ресурс] // SSK Производство. Разработка. Исследование. – Режим доступа : <http://www.sskgroup.ru/tree/?lang=rus&id=12>.
4. Деревянко, А. В. Зарубежный опыт сбора и переработки стеклобоя / А. В. Деревянко, И. Г. Степанчикова [Электронный ресурс]. – Режим доступа : www.eco-pro.ru/db/ecopolitic/33/show/

Научный руководитель - Бабюк Г.Ф., старший преподаватель

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ НАНОТЕХНОЛОГИЙ И НАНОМАТЕРИАЛОВ В АВТОМОБИЛЕ

Тулбаева З.А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Сегодня тема нанотехнологий актуальна как в России, так и в целом мире. Впервые о нанотехнологиях заговорил ещё в 400г. до н.э., греческий философ Демокрит. Он использовал слово «атом», который с греческого переводится как «неделимый», для описания самой маленькой частицы всех веществ. Изобретение в 1883 году фотопленки Джорджем Истмэном, основавшим известную компанию Kodak, можно назвать примером первого использования нанотехнологий.

Общемировые затраты на нанотехнологические проекты превышают \$9 млрд. в год. На долю США приходится примерно треть всех мировых инвестиций в нанотехнологии. Другие главные игроки на этом поле - Европейский Союз и Япония. Исследования в этой сфере активно ведутся также в странах бывшего СССР, Австралии, Канаде, Китае, Южной Корее, Израиле, Сингапуре, Бразилии и Тайване[1].

В наше время наноматериалы и нанотехнологии используют для изготовления защитных и светопоглощающих покрытий, спортивного инвентаря, транзисторов, светоиспускающих диодов, топливных элементов, лекарств и медицинской аппаратуры, материалов для упаковки продуктов питания, косметики и одежды. Нанопримеси на основе оксида церия уже сейчас добавляют в дизельное топливо, что позволяет на 4-5% увеличить КПД двигателя и уменьшить степень загрязнения выхлопных газов.

Внедрение нанотехнологий и наноматериалов в автомобильную промышленность обещают крупную выгоду производителям автомобилей. Буквально каждый компонент в конструкции автомобиля может быть усовершенствован при помощи нанотехнологий.

Уже существуют легко очищающиеся и водоотталкивающиеся покрытия для материалов, основанные на использовании диоксида кремния. В форме наночастиц, это вещество приобретает новые свойства, например, высокую поверхностную энергию, что и позволяет частицам SiO_2 при высыхании коллоидного раствора прочно присоединяться к различным поверхностям, образуя сплошной слой наноразмерных выступов. Это покрытие делает обработанную поверхность гидрофобной - на поверхности с плёнкой из SiO_2 капля воды касается субстрата лишь немногими точками и позволяет силам поверхностного натяжения жидкости сжать каплю в шарик, который легко скатывается по наклоненному стеклу и уносить с собой накопившуюся грязь. В силу наноразмерной толщины, такие покрытия совершенно невидимы, а благодаря биоинертности кремнезема - безвредны для человека и окружающей среды. Они устойчивы к ультрафиолету и выдерживают температуры до 400°C , а действие водоотталкивающего эффекта длится в течение 4 месяцев. Несколько зарубежных фирм уже выпускают подобные покрытия в промышленных масштабах. В России эту продукцию представляет дистрибутор - компания Nanotechnology News Network.

В прямом понимании самоочищающихся поверхностей, то технология основана на использовании диоксида титана. Принцип действия материала с таким покрытием заключается в следующем.

При попадании ультрафиолетового излучения на покрытие из TiO_2 происходит фотокаталитическая реакция. В ходе этой реакции испускаются отрицательно заряженные частицы - электроны, а на их месте остаются положительно заряженные дырки. Благодаря появлению комбинации плюсов и минусов на поверхности, покрытой катализатором, содержащиеся в воздухе молекулы воды превращаются в сильные окислители - радикалы

гидроокиси (НО), которые в свою очередь окисляют и расщепляют грязь, а также нейтрализуют различные запахи и убивают микроорганизмы.

Кроме этого также разработаны составы с похожим действием только для керамики, тканей, пластика, металла - и все они имеют потенциал для применения в автомобильной промышленности.

Из серийных моделей автомобилей гидрофобное покрытие наносится на боковые стекла Nissan Terrano II. Оно не создает полноценный водоотталкивающий эффект, но уменьшает пятно контакта поверхности с каплями воды, благодаря чему во время дождя стекло остается вполне прозрачным. Концерн BMW работает над созданием самоочищающихся покрытий, основанных на нанопорошках. Компания Mercedes-Benz с 2003 года выпускает модели A, C, E, S, CL, SL, SLK покрытых новым поколением прозрачных лаков, изготовленных с использованием нанотехнологии. В состав верхнего слоя такого лакокрасочного покрытия вводят наноскопические керамические частицы. Новое лакокрасочное покрытие защищает кузов от царапин в три раза лучше, чем обыкновенный лак. По результатам испытаний оказалось, что покрытые лаком нового типа машины сохраняют блеск на 40% сильнее, чем покрашенные обычной краской. Новое лаковое покрытие полностью отвечает требованиям Mercedes относительно устойчивости к воздействию химических элементов, находящихся в воздухе.

В современном мире с использованием нанотехнологий уже производятся высокоэффективные антифрикционные и противоизносные покрытия для автомобилей. Российский концерн «Наноиндустрия» наладил серийное производство ремонтно-восстановительного состава «Нанотехнология». Он предназначен для обработки механических деталей, испытывающих трение, таких как двигатели, трансмиссия.

В использовании этот состав позволяет создавать модифицированный высокоуглеродистый железосиликатный защитный слой толщиной 0,1-1,5 мм в области интенсивного трения металлических поверхностей, что позволяет избирательной компенсации износа мест трения и контакта деталей за счет образования в этих местах нового модифицированного поверхностного слоя. Использование состава позволяет увеличивать ресурс работы узлов и деталей в 2-3 раза, снижает вибрации и шум и на 70-80% снижает токсичность выхлопа автомобиля.

Одним из наиболее перспективных направлений достижений современной нанотехнологии является область применения наноматериалов в электронных устройствах. Большие перспективы имеются в улучшении электронных компонентов автомобиля с помощью нанотехнологий. Так МикроЭлектроМеханические системы (MEMS) уже расширяют стандартную технологию микроэлектроники, позволяет объединять в одной микросхеме элементы, обеспечивающие как механическое перемещение физических частей, так и электронов в электрической схеме.

Идею подвижного кремния (еще так называют MEMS) прекрасно иллюстрируют MEMS-акселерометры, которые уже широко используются в качестве сенсоров автомобильных подушек безопасности.

Вращающиеся акселерометры также используются для расширения возможностей антиблокировочных систем автомобиля (ABS). Кроме того, в автомобилях MEMS находят применение в датчиках продольных и поперечных ускорений, датчиках крена и т.д. Определяя положение кузова, они служат источником информации для работы различных электронных систем стабилизации и контроля курсовой устойчивости. Также MEMS представляют интерес для создания датчиков давления, температуры. В дорожных автомобилях количество датчиков и сенсоров на основе MEMS-технологии может составлять до нескольких десятков штук. Кроме измерения ускорений и детектирования перемещений, MEMS используется в системах GPS-навигации.

История развития MEMS насчитывает более сорока лет, но широкое практическое распространение эти системы получили только с середины 90-ых годов прошлого века. В настоящее время уже идет речь о развитии NEMS - NanoElectroMechanical Systems.

Наибольший интерес для инженеров и исследователей представляют углеродные материалы, из которых в настоящее время наиболее изученными, а также наиболее перспективными для целей практического применения являются углеродные нанотрубки (УНТ). Они обладают самым широким набором уникальных свойств, делающих их чрезвычайно перспективными для использования, в том числе в автомобилестроении.

Баллистический характер электропроводности УНТ (электроны движутся, как бы скользя по поверхности, не встречая препятствий) позволит создавать высокоэффективные электропроводящие узлы различных машин и механизмов, в том числе автомобилей.

Углеродные нанотрубки уже нашли применение в конструкции современных автомобилей. Например, инженеры компании Toyota добавляет композиционный материал на основе УНТ в пластиковые бамперы и дверные панели своих автомобилей. Помимо повышения прочности и снижения массы, пластик со смолой из УНТ становится электропроводным, и его можно покрывать теми же красками с электрическим нанесением, что и металлические детали.

Электронные системы все более тесно интегрируются в конструкцию автомобиля. Существует тенденция дальнейшего расширения использования электроники в автомобилях с одновременным усовершенствованием самой полупроводниковой техники и появлении наноэлектроники и молекулярной электроники.

Нанотранзисторы, в том числе с нанотрубками в конструкции будут обладать рядом улучшенных характеристик и бесспорных преимуществ по сравнению с традиционными кремниевыми:

- повышенное быстродействие;
- термо - и радиационная стойкость;
- миниатюрность;
- низкое энергопотребление и как следствие - незначительное тепловыделение при работе.

Большой интерес представляют нанотехнологии для создания перспективных автомобилей на топливных элементах. С помощью нанотрубок предполагается решить проблему надежного и безопасного хранения водорода на борту транспортного средства, так как наряду с металлами и жидкостями углеродные нанотрубки могут заполняться газообразными веществами и связывать большое его количество.

Китайские и американские ученые совместно разработали нанолампочку, в которой, нитью накаливания служит не вольфрамовая проволока, а углеродные нанотрубки. Лампочка с УНТ более экономичная - при равном напряжении она испускает больше света.

Сейчас конструкторы «гибридных» автомобилей уже сталкиваются с потребностью в компактных, легких и высоко емких аккумуляторных батареях. Стоит напомнить, что ставшие традиционными кислотные аккумуляторы не годятся, в силу большой массы, громоздкости, экологической небезупречности. С ростом парка гибридов, а также с массовым появлением водородных автомобилей на ТЭ потребность в автономных источниках хранения электрической энергии возрастет еще больше. Нанотехнологии предлагают ряд решений данной проблемы.

Кроме того, запатентованы новые способы и ресурсосберегающие нанотехнологии, в том числе повышения долговечности на этапе эксплуатации, упрочнения твердых сплавов, нержавеющей, конструкционных и инструментальных марок стали, кузнечной сварки многослойных композиций и производства цельнокovanого нержавеющей дамаска, квази-морфного модифицирования карбидами и оксидами кремния. При этом ресурс изделий различного назначения, изготовленных по новой методологии для отраслей машиностроения, повышается от 200 до 500%.

В силу того, что большинство автомобилей будущего будет работать на электрической тяге, гораздо больший интерес станет представлять использование фотоэлементов в конструкции автомобиля. В этом отношении нанотехнология позволяет создавать долговечные, ультратонкие и гибкие преобразователи солнечного света.

Заключение. Внедрение нанотехнологий в автомобильную промышленность позволит сделать автомобили:

- доступными (нанотехнологические методы производства позволяют создавать товары и услуги с низкой себестоимостью);
- в автомобилях будущего основной составляющей цены будет являться «бренд»);

- комфортными (более совершенная работа механических частей, улучшенная шумо- и вибро- изоляция на основе наноструктурированных материалов, эргономичный салон);
- эффективными (повышения средней скорости движения автомобилей, повышение КПД использования энергии, необходимой для перевозки людей и грузов);
- интеллектуальными (широкое внедрение информационных систем во все узлы и компоненты автомобилей, принятие автомобилем все больших функций водителя на себя);
- безопасными для человека и окружающей среды (новые, экологически чистые силовые установки, в том числе на топливных элементах, качественно новый уровень пассивной и активной безопасности для обитателей салона и пешеходов, широкое использование в конструкции авто биодegradуемых материалов, а с созданием дисассемблеров - возможность 100% утилизации устаревших автомобилей).

Кроме того, использование нанотехнологических принципов позволит получать солнечные панели с КПД до 80-90%. Кроме конструкции автомобиля, изменится структура самой автомобильной промышленности. Так с появлением автоматизированной молекулярной нанотехнологии получит новое развитие уже наметившаяся тенденция - разделение функций разработки/проектирования автомобилей и их производства с окончательным закреплением приоритета за первой из перечисленных двух функций.

Собственно в будущем автомобильные концерны будут только разрабатывать конструкции тех или иных моделей автомобилей для последующей продажи права на их производство методами «атомной» сборки сторонним организациям. Тем самым не автомобиль будет товаром, а информация об особенностях его конструкции, что будет полностью соответствовать модели новой экономической формации, где единственным предметом обмена станет информация[3].

Библиографический список

1. Нанотехнологии и наноматериалы в агропромышленном комплексе : науч. издание. – Москва : ФГБНУ «Росинформагротех», 2011. – 312 с.
2. Искусственные наноструктуры : доклад [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://works.doklad.ru/view/pOWRrzYKw0o/all.html> (дата обращения 18.04.2018).
3. Искусственные наноструктуры [Электронный ресурс] // Учебные материалы. – Режим доступа : <https://works.doklad.ru/view/3MtLHaoNDVw/all.html> (дата обращения 8.04.2018).

Научный руководитель - Бабюк Г.Ф., старший преподаватель

СИСТЕМА ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ АВТОМОБИЛЬНОГО ГЕНЕРАТОРА

Тулєбаєва З.А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Аннотация.

В статье рассматривается подход к оценке технического состояния автомобильного генератора, в качестве диагностического параметра выбрана величина установившейся после пуска температуры. Автором предлагается внедрение микропроцессорной системы диагностирования дефектов на основе измерений степени нагрева генератора.

Введение.

Автомобильный генератор – это преобразователь механической энергии (которую создает двигатель внутреннего сгорания ДВС) в электрическую энергию. Генератор в автотранспорте питает электрических потребителей (например, систему зажигания, автомобильную светотехнику, системы диагностики, бортовой компьютер и др.), а также осуществляет заряд аккумуляторной батареи при работающем ДВС, на средних и больших частотах вращения коленвала.

К современному автомобильному генератору очень высокие требования по выносливости, т.к. он обеспечивает работу многих компонентов автомобиля. Поэтому это очень надежное устройство, практически не нуждающееся в техническом обслуживании в процессе эксплуатации (кроме щеток). Но всё равно в его работе возникают неисправности, а некоторые приводят к остановке транспортного процесса. Из-за насыщенности автомобилей различными электрическими и электронными системами, некоторые из них отвечают за безопасность движения, повышается риск ДТП (например, из-за отказа генератора отключается электроусилитель рулевого управления).

То есть актуальной является задача разработки систем диагностирования генераторной установки.

Постановка задачи.

Остаточный ресурс электромашины зависит в большей степени от её теплового состояния, так как повышенная температура (например, вследствие протекания больших токов) вызывает старение изоляции и развитие дефектов.

Целью работы является разработка системы контроля технического состояния автомобильного генератора на основе диагностического параметра температуры.

Диагностирование состояния генератора на основе его температуры приводит к сокращению времени на определение характера неисправно-

сти, быстрому устранению неисправностей, а, следовательно, сокращению простоя автотранспорта в ремонте [3].

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Определить взаимосвязь диагностического параметра (температуры) с конкретным дефектом в генераторе.
2. Разработать алгоритм диагностирования неисправности генератора на основе измеренной температуры.
3. Предложить микропроцессорную систему диагностирования генератора.

Результаты и обсуждение.

При скоростных режимах и постоянных нагрузках, техническое состояние автомобильного генератора характеризуется закономерностью изменения температуры при запуске. У исправного генератора интенсивность нарастания температуры будет ниже, чем у неисправного.

На основании проведенных исследований в работах [1,2] можно выделить следующие закономерности изменения температуры генератора от времени работы и от технического состояния (рис.1).

Из графиков видно, что после включения генератора его температура увеличивается от температуры окружающей среды (20°C) до некоторого установившегося значения. Повышение температуры обусловлено тем, что при протекании токов проводники нагреваются. Температура повышается до некоторого установившегося значения, где устанавливается тепловое равновесие.

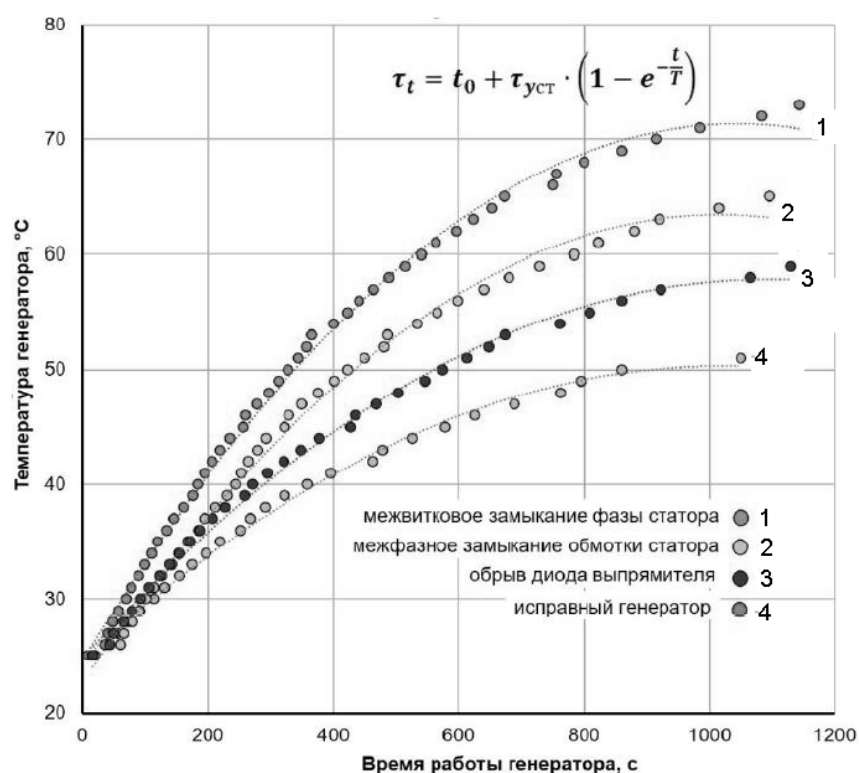


Рисунок 1. Графики изменения температуры генератора при наличии дефектов

На основании исследований определили следующую взаимосвязь температуры с конкретным дефектом в генераторе (табл.1).

Таблица № 1

Соответствие температуры генератора развившемуся дефекту

№	Установившаяся температура, °С	Дефект генератора
1	50-55	Исправный генератор
2	57-60	Обрыв диода выпрямителя
3	61-66	Межфазное замыкание обмотки статора
4	70-75	Межфазное замыкание фазы статора

На основании полученной взаимосвязи разработан алгоритм диагностирования технического состояния генератора (рис.2).

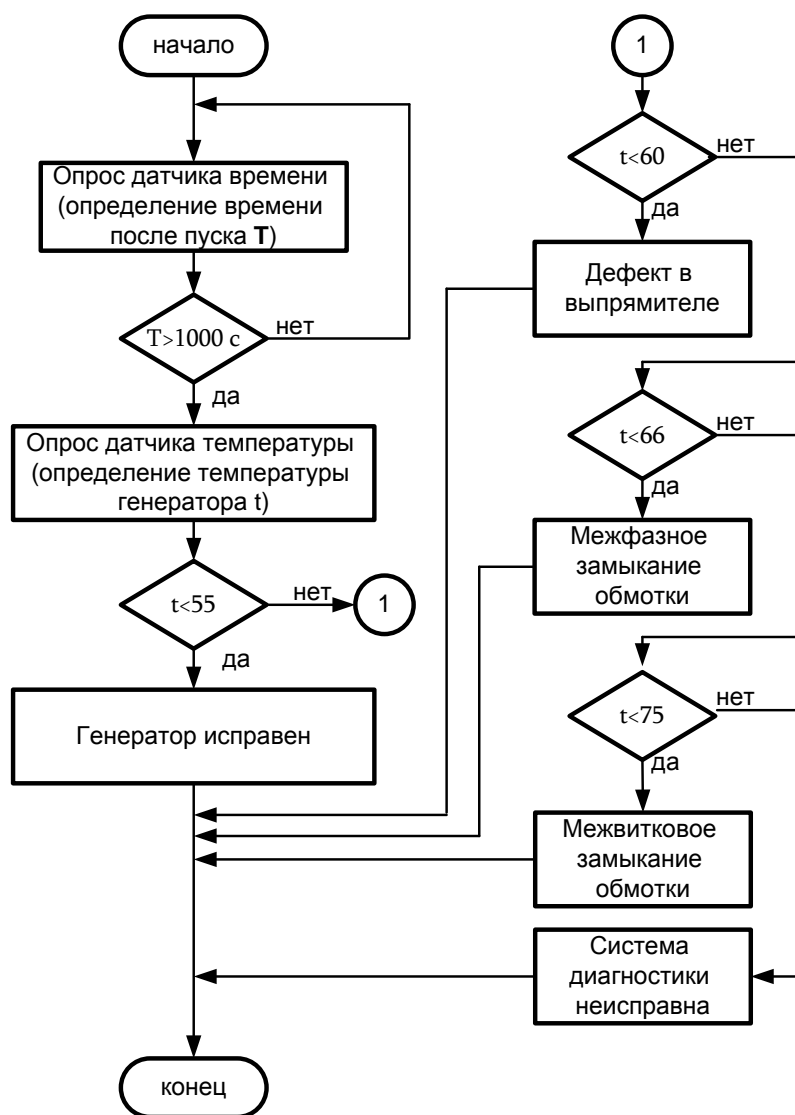


Рисунок 2. Алгоритм диагностирования генератора по температуре

Для диагностирования технического состояния предлагаем использовать микропроцессорную систему, структурная схема которого представлена на рис.3.

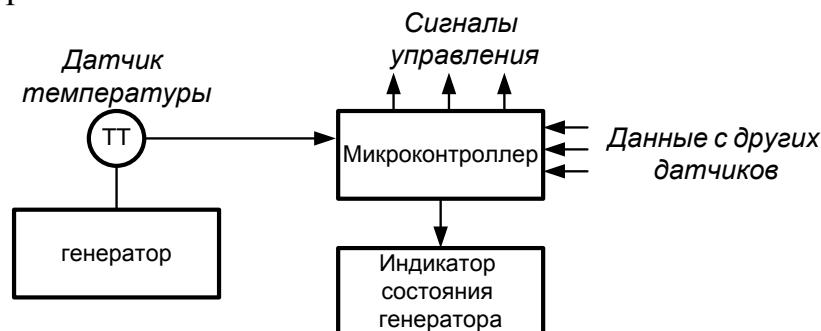


Рисунок 3. Функциональная схема системы диагностирования автомобильного генератора

В качестве микроконтроллера и индикатора можно использовать бортовой компьютер при наличии свободных входов.

Для предложенной системы выбираем датчик температуры с токовым выходным сигналом – LTC1392. LTC1392 содержит датчик температуры, 10-разрядный аналого-цифровой преобразователь. При измерении температуры код выхода аналого-цифрового преобразователя линейно пропорционален температуре в °С. Диапазон измерения от -40 °С до 85 °С, начальная точность ± 2 °С при комнатной температуре.

Заключение.

Проведен анализ литературы в вопросе диагностирования автомобильных генераторов. Разработан алгоритм оценки технического состояния генератора. Предложена функциональная схема системы диагностики генератора. Внедрение предложенной системы диагностирования позволит сократить время поиска дефектов в генераторе, и тем самым снизить длительность простоя автотранспорта и уменьшить эксплуатационные затраты.

Библиографический список

1. Пузаков, А. В. Исследование теплового состояния автомобильного генератора в процессе эксплуатации / А. В. Пузаков, Я. Ю. Осаулко // Проблемы функционирования систем транспорта : материалы международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (с международным участием), 20-22 дек. 2016 г. В 2 т. - Т. 2. / Отв. ред. А. В. Медведев. – Тюмень : ТИУ, 2016. – С. 290-295.
2. Reliability screening through electrical testing for press-fit alternator power diode in automotive application / С. М. Tan [et al.] // Microelectronics Reliability. – 2005. - Vol. 45, № 9-11. - P. 1723-1727.

Научный руководитель – Гладких Т.Д., канд. техн. наук, доцент

АНАЛИЗ МОТОРНЫХ МАСЕЛ ТЕХНОЛОГИИ LOW SAPS

Тылчин А.Р., Бабюк Г.Ф.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

LOW SAPS - технология моторного масла, подразумевающая пониженное содержание сульфатной золы, фосфора и серы. Проблема заключается в том, что в традиционных (не LOW SAPS) маслах содержится фосфор и сера, использующиеся в качестве присадок. Эти элементы засоряют сажевые фильтры, из-за чего вредные выхлопы попадают в окружающую среду, а также из-за этого снижается мощность двигателя и повышается расход топлива. Необходимость обеспечить долговечность работы сажевых фильтров привела к ужесточению требований по химическому составу моторных масел. В результате появилась технология LOW SAPS – моторные масла, пакеты присадок которых содержат другие элементы, вместо сульфатной золы, фосфора и серы.

Актуальность изучаемого вопроса заключается в том, что LOW SAPS - это передовое направление в производстве смазочных материалов, уникальный класс моторных масел, который ознаменовал собой реальный технологический прорыв. Традиционные компоненты смазочных материалов оказались мало совместимы с новыми системами очистки выхлопных газов и чтобы решить данную проблему, производители решили выпускать именно такой класс масел.

Потребность в моторных маслах с пониженным содержанием сульфатной золы, фосфора и серы появилась из-за введения с 2005 года в Европейском Союзе экологических норм EUROIV. Чтобы соответствовать им, производители автомобилей внесли изменения в конструкцию двигателей, в том числе начали устанавливать сажевые фильтры (DPF) для дизельных двигателей.

Новое поколение моторных масел LOW SAPS - Total QUARTZ INEO MC3 - разработано специально для двигателей Mercedes, BMW, Volkswagen, Peugeot, Citroen, соответствуют самым строгим требованиям Hyundai/Kia и GM и подходит для всех типов вождения, включая спортивное и на высоких скоростях. Высокая технология масел LOW SAPS оптимально подходит к системам доочистки выхлопных газов.

Уменьшить содержание SAPS в маслах несложно. Но возникает проблема – использование фосфора и серы определяет производительность и ресурс традиционных масел. Например, они входят в состав противоизносных присадок. Однако эти элементы образуют сильные кислоты и твердые негорючие остатки – сульфатные золы. Содержание золы в выхлопных газах приводит к блокированию фильтров твердых частиц. Сами фосфор и сера снижают ресурс каталитических конвертеров и смешанных систем очистки. Также можно снижать количество зольного остатка, огра-

ничивая содержание в маслах цинка, кальция, молибдена и прочих металлов в основном пакете присадок.

Спрос на смазочные материалы с характеристикой LOW SAPS появился лишь несколько лет назад [1]. Зольность моторных масел класса качества ACEA E6, предназначенных для коммерческого транспорта, не должна превышать 1,0%. Начиная с 2004 года эта тенденция выражается также в классах качества ACEA C1– C4, которым должны соответствовать моторные масла легковых автомобилей. Применения моторных масел с характеристикой LOW SAPS требуют именно современные транспортные средства. При выборе подходящего моторного масла стоит всё-таки всегда исходить из спецификаций или лицензий производителя двигателя, указанных в руководстве по эксплуатации.

Современные масла совместимы только со специфицированными в Евросоюзе марками топлива, которые предназначены для нового поколения двигателей с системой рециркуляции отработанных газов и предусмотрены для работы на моторных маслах с характеристикой LOW SAPS. Дополнительное введение присадок в моторное масло запрещено, поскольку такие присадки всегда увеличивают содержание золы

Далее рассмотрим масла класса ACEA C со сниженной зольностью для бензиновых и дизельных двигателей (таблица 1).

Таблица № 1

Масла класса ACEA C со сниженной зольностью для бензиновых и дизельных двигателей [3]

Класс	Применение
C1	Маловязкие энергосберегающие масла со сниженным показателем вязкости НТНС от 2,9 мПа*с. Низкая зольность. Для двигателей с современными системами нейтрализации отработанных газов. Такими маслами являются: Aral HighTronic C 5W-30
C2	Маловязкие энергосберегающие масла со сниженной НТНС. Средняя зольность. Для двигателей с современными системами нейтрализации отработанных газов. Пониженная вязкость НТНС от 2,9 мПа*с. Такими маслами являются: Aral SuperTronic 0W-40 • Aral HighTronic J 5W-30
C3	Для двигателей современными системами нейтрализации отработанных газов, работающих в тяжелых условиях либо с удлиненными межсервисными интервалами, в том числе с турбонаддувом. Низкая и средняя зольность. Стандартная вязкость НТНС >3,5 мПа*с. Такими маслами являются: Aral SuperTronic 0W-40 • Aral SuperTronic Longlife III 5W-30 • Aral HighTronic G 5W-30
C4	Для двигателей с современными системами нейтрализации отработанных газов, в том числе с турбонаддувом. Низкая зольность. Стандартная вязкость НТНС >3,5 мПа*с. Такими маслами являются: Aral HighTronic R 5W-30

Рассмотрим фирмы, которые производят масла по данной технологии. Рейтинг производителей моторных масел 2017 [5]:

Motul - французская компания-производитель моторных масел, промышленных и иных смазочных материалов. В арсенале которого моторные

масла с технологией LOW SAPS следующих названий: ТЕКМА ULTIMA+ 10W-40, 8100 ECO-CLEAN+ 5W-30, ТЕКМА MEGA X LA 10W-40, ТЕКМА FUTURA+ 10W-30, ТЕКМА FUTURA+ 10W-40, ТЕКМА ULTIMA+ 5W-30 [4].

Zic (Южная Корея). Продукцию этой компании в качестве базовых масел выбирают многие производители авто, в том числе BMW, Cummins, Renault, Volvo и прочие. В линейке представлены синтетические и полусинтетические масла для разных двигателей.

Petro Canada (Канада). Представлена продукция для дизельных, газовых, бензиновых, двухтактных и прочих двигателей.

Castrol (Великобритания). Продукция компания не из дешевых, в последнее время немало подделок, а вот оригинальные смазочные материалы не зря пользуются популярностью

Liqui Moly (Германия). Постоянные инновации и использование современных материалов привели эту компанию в этот рейтинг.

G-Energy (Италия). Производителем представлены полусинтетические и синтетические масла, регулярно появляются новые серии, обладающие рядом преимуществ

В нашей стране «экологические» масла еще не пользуются большой популярностью. Юрий Чижиков, являющийся руководителем направления авторизованных пунктов замены масел компании «КАМИОН-ОИЛ», заявил, «что многие потребители в нашей стране даже не знают о существовании таких масел» [2].

А между тем, множество современных иномарок оснащается системами рециркуляции отработавших газов, и в масляной системе их двигателя должно циркулировать именно специализированное масло. Порой трудно убедить, что теперь требуется не обычное 5w-40, служившее в предыдущем автомобиле, а более дорогой продукт LOW SAPS. Цена является неприемлемой для обычного потребителя. При этом он не отдает себе отчета, что использование пусть дважды качественного, но не совместимого с катализатором масла быстро отяжелит кошелек покупкой новых фильтров, а то и самого катализатора.

Учитывая вышесказанное, можно предположить, что моторных масел технологии LOW SAPS в будущем станет больше, потому что именно они будут нужны новым автомобильным средствам.

Библиографический список

1. Перевод статьи «Low-SAPS mootoriõli hoiab katalüsaatori ja tahmafiltri kauem töökorras», опубликованной в газете для клиентов Эстонской Международной Ассоциации Автомобильных Перевозчиков Veondussõnumid 05/2012 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.addinol.ee/public/documents/Articles_ru/Motornoe_maslo_low_SAPS_05-2012_Veondussonumid_RU.pdf (дата обращения 08.04.2018).

2. Low SAPS: чистое масляное будущее [Электронный ресурс] // AutoExpert. – Режим доступа : <http://autoexpert.com.ua/stati/masla-smazki/226-low-saps-chistoe-maslyanoe-budushhee.html> (дата обращения 08.04.2018).
3. Классификация моторных масел [Электронный ресурс] // Техноблог. – Режим доступа : <http://www.aral.ua/ru/techblog/49-motoroel-einstufung-ru.html> (дата обращения 08.04.2018).
4. Motul [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://www.motul.com/ru/ru/search?search_text=low+saps (дата обращения 08.04.2018).
5. РЕЙТИНГ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ МОТОРНЫХ МАСЕЛ 2017. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://bycars.ru/journal/tproizvoditeli-motornih-masel_2315 (дата обращения 08.04.2018).

Научное издание

**ОПЫТ, АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

В авторской редакции

Подписано в печать 14.12.2018. Формат 60×90 1/16.
Печ. л. 11,5. Тираж 100 экз. Заказ № 1317а.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.