

УДК 622.243.27

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ
ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ № 1273
УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ПУТЁМ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА**



**EQUIPMENT AND TECHNOLOGY
FOR RESTORATION OF PRODUCTIVITY OF WELL № 1273
OF THE URENGOYSKOE FIELD BY SIDETRACKING**

Холопов Евгений Александрович

инженер-технолог
капитального ремонта скважин,
ООО «Новоуренгойская
буровая компания»
Schenek25@icloud.com

Шиян Станислав Иванович

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

Мусийченко Сергей Витальевич

оператор автозаправочных станций,
ООО «Лукойл-Югнефтепродукт»
musiychenko.serzh@bk.ru

Назаренко Константин Александрович

мастер капитального ремонта скважин,
ООО «Новоуренгойская
буровая компания»
na3ar822015@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрено проведение геолого-технических мероприятий по зарезке бокового ствола в скважине № 1273 Уренгойского месторождения и показано положительное влияние бурения скважин с боковыми стволами на конечный коэффициент извлечения нефти. Технология зарезки боковых стволов на Уренгойском месторождении становится особенно актуальной в связи с естественным снижением дебита скважин, растущей обводнённостью продукции и увеличением числа аварийных скважин. Стоимость и срок окупаемости капитальных затрат на строительство бокового ствола значительно ниже аналогичных показателей бурения новой скважины за счёт использования большей части ствола существующей скважины и имеющейся инфраструктуры месторождения. Бурение боковых стволов даёт возможность увеличить дебит старой скважины за счёт вскрытия пластов, ранее считавшихся нерентабельными или пропущенных, более продуктивных зон пласта.

Ключевые слова: техника и технология восстановления продуктивности скважины; зарезка бокового ствола; обновление конструкции скважины; профили проводки боковых

Kholopov Evgeny Aleksandrovich

Well overhaul process engineer,
LLC «Novy Urengoy Drilling Company»
Schenek25@icloud.com

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of Oil and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Musiychenko Sergey Vitalevich

Petrol station operator,
«Lukoil-Yugnefteprodukt» LLC
musiychenko.serzh@bk.ru

Nazarenko Konstantin Alexandrovich

Well overhaul master,
LLC «Novy Urengoy Drilling Company»
na3ar822015@gmail.com

Annotation. The article considers the implementation of geological and technical measures for sidetracking in well № 1273 of the Urengoy field and shows the positive effect of drilling wells with sidetracks on the final oil recovery coefficient. The technology of sidetracking at the Urengoy field is becoming especially relevant due to the natural decrease in well production, increasing water cut in production and an increase in the number of emergency wells. The cost and payback period of capital expenditures for the construction of a sidetrack is significantly lower than the same indicators for drilling a new well due to the use of most of the existing wellbore and the existing infrastructure of the field. Sidetracking makes it possible to increase the production rate of an old well by opening up formations that were previously considered unprofitable or missed more productive formation zones.

Keywords: equipment and technology for restoration of well productivity; sidetracking; substantiation of well design; sidetracking profiles; preparatory work before

стволов; подготовительные работы перед резкой бокового ствола; вырезание «окна» в эксплуатационной колонне; бурение под хвостовик и цементирование хвостовика.

sidetracking; cutting out the «window» in the production casing; liner drilling and liner cementing.

Рассмотрим общие сведения по скважине № 1273 до проведения буровых работ по резке бокового ствола. Скважина пробурена в июне 1984 года, а в октябре 2009 года передана в фонд бездействующих скважин по причине обводнения. За время эксплуатации скважины добыча составила 1373150 тыс. м³ сепарированного газа. Конструкция скважины № 1273 представлена в таблице 1.

Таблице 1 – Конструкция скважины № 1273 Уренгойского месторождения

Существующая конструкция скважины № 1273			
Размер колонны, мм	Интервал спуска, м	Ропр, кгс/см ²	цементаж колонн
426	направление 149,6	–	до устья
324	кондуктор 549,42	120	до устья
245	техническая колонна 1384	160	до устья
168	эксплуатационная колонна 3032,8	270	до устья
В эксплуатационной колонне вырезано окно для бурения в интервале 2570-2573 м			
114	эксплуатационный хвостовик 1334–3135,62		1334–3135,62
114	фильтр скважинный 3135,62–3335,62		–

Проводимые ремонтные работы в скважине № 1273:

- капитальный ремонт 11.05.1985–25.03.1986 гг. – растепление гидратной пробки;
- капитальный ремонт 01.12.1989 г. – растепление гидратной пробки;
- капитальный ремонт 20.05.2005 г. – азотный лифт;
- капитальный ремонт 26.06.2012 г. – ревизия НКТ, ПЗР к ГРП, ГРП (вызов притока); подъём НКТ d = 101,6 мм – длительные ловильные работы.

Учитывая динамику ловильных работ, а также непредсказуемость успешности полного извлечения оставшейся части подземного оборудования и длительное проведение аварийно-восстановительных работ, дальнейшие работы по ремонту скважины были приостановлены.

Технико-технологические решения при выполнении резки и бурения бокового ствола

Технология реконструкции скважин предусматривает:

- вырезание бокового окна в эксплуатационной колонне;
- бурение, спуск и цементирование эксплуатационного хвостовика с фильтровой частью (ФБ-114 с заглушками) длиной 200 м.

Технические решения по углублению скважины, заложенные в проекте, основаны на использовании серийно выпускаемых долот, забойных двигателей и бурильных труб.

Выбор типоразмера породоразрушающего инструмента определяется диаметром обсадных труб и физико-механическими свойствами горных пород.

Применяемая для бурения скважины мобильная буровая установка МБУ-125 или ZJ-30 представляет собой самоходную нефтепромысловую установку, смонтированную на базе шасси высокой проходимости (с колёсной формулой 10×8) МЗКТ-7004 (Минский завод колёсных тягачей).

Выбор типа буровой установки приведён в таблице 2.

Таблица 2 – Выбор типа буровой установки

	Наименование	Вес колонны в воздухе, кН	Оснастка талевой системы	Расчётная нагрузка на крюке с учётом $K_{зап}$, кН
1	Бурильная колонна при бурении под эксплуатационный хвостовик	736	4x5	($K_{зап} = 1,66$) 1221,7
2	Обсадная колонна: – эксплуатационный хвостовик с фильтром ФБ-114 с учётом транспортной колонны	689,0	4x5	($K_{зап} = 1,11$) 764,7

Примечание – В соответствии с ожидаемой максимальной нагрузкой на крюке принимается мобильная буровая установка МБУ-125 с допускаемой нагрузкой на крюке 1226 кН (125 тс) при оснастке 4x5

Мобильная буровая установка МБУ-125 имеет следующие основные узлы: однобарабанную лебёдку с гидротормозом, телескопическую вышку, регулируемую по высоте, талевую систему, гидравлическую, пневматическую и электрическую системы управления (табл. 3).

Таблица 3 – Сведения о буровой установке

№№ n/n	Наименование оборудования	Шифр, тип оборудования
1	Буровая установка	МБУ-125
2	Шасси	БАЗ-69099
3	Вышка буровая	двухсекционная телескопическая (h = 37 м)
4	Ротор	P-560 (из комплекта МБУ-125)
5	Лебёдка буровая	из комплекта МБУ-125
6	Насосная установка (2 шт.)	8Т-650-01
7	Циркуляционная система	МЦС-80

Установка оснащена гидроприводным ключом типа КПР-12 и спайдером типа СГ-80 (СГ-125), а также имеет привод для ротора Р-560.

Вышка – телескопическая, с открытой передней гранью. Подъём в рабочее положение осуществляется одним трёхсекционным гидродомкратом. Выдвижение верхней секции – с помощью гидроцилиндра.

Для проведения спускоподъёмных операций с вертикальной установкой труб установка оснащена с рабочей площадкой. Мобильная буровая установка МБУ-125 комплектуется рабочей площадкой и мостиками для укладки труб.

Силовой блок (дизельный двигатель + гидромеханическая трансмиссия) расположен на раме автошасси, в задней стороне кабины водителя и приводит в действие как лебёдку, так и роторный стол установки.

Блок резервуаров ЦС состоит из основания блока и укрытия. На основании размещаются ёмкости для раствора, оборудование для приготовления и очистки бурового раствора.

Ёмкости выполнены на раме-салазках с узлами захвата для транспортирования агрегата трактором через трос «волоком», а также погрузки на автомобильный полуприцеп. Монтаж на полуприцепе осуществляется в кратчайшие сроки при помощи крепёжных элементов – струбцин.

На боковых стенках имеются быстросъёмные люки очистки квадратной формы с поворотным механизмом запираения, через которые производится очистка ёмкости и при необходимости может быть слит промывочный раствор.

Для удобства сборки и эксплуатации манифольд высокого давления от буровых насосов до буровой установки проходит по ёмкости блока приготовления и далее вдоль ёмкости блока очистки. Все соединения трубопровода с нагнетательными шлангами выполнены в виде быстроразъёмных соединений, аналогичных разъёмам буровой установки. Также на линии нагнетания установлено дроссельно-запорное устройство с дистанционным пневмоуправлением, облегчающее запуск буровых насосов в условиях отсутствия рабочей нагрузки на их двигатели и для плавного восстановления циркуляции жидкости в скважине.

Ёмкости оснащены паровыми регистрами для обогрева приготовляемого раствора в холодное время и паровыми калориферами с взрывозащищёнными вентиляторами для обогрева помещений с оборудованием.

Обоснование конструкции скважины

Конструкция должна быть экономичной и обеспечивать:

- эксплуатационную надёжность скважины как технического сооружения;
- проектный уровень её эксплуатации;
- оптимальный режим проводки ствола скважины на уровне современных техники и технологии;
- предупреждение осложнений и аварий;
- охрану недр в процессе бурения и в период эксплуатации;
- качественное разобщение продуктивных и проницаемых горизонтов.

В соответствии с утверждённым «Техническим заданием» реконструкция скважин предусматривает зарезку бокового ствола из 168 мм эксплуатационной колонны, спуск 114 мм цементируемого эксплуатационного хвостовика с фильтром ФБ-114-01 в интервал продуктивного пласта. При спуске и креплении использовать комплекс для манжетного цементирования ПХМЦ 114/168. Фильтр ФБ-114-01 производства ООО «Тяжпрессмаш» – фильтр беспроволочный с длиной перфорированного участка 7,2 м на трубе 9–11 м, с количеством отверстий на 1 п/м – 30 шт. и диаметром 14 мм. Отверстия должны быть заглушены кислотнорастворимыми заглушками. Заглушки фильтра после ОЗЦ должны разбуриваться совместно с разделительной пробкой.

Голова эксплуатационного хвостовика устанавливается выше башмака технической 245 мм колонны на 50 м.

Эксплуатационный хвостовик формируется из труб 114×7 мм группы прочности «Д» с высокогерметичным резьбовым соединением ТМК CS по стандарту API 5 CT.

Допускается замена отечественных труб на трубы импортного производства с прочностными характеристиками, соответствующими расчётным, и высокогерметичными резьбовыми соединениями типа «Премиум», в том числе без уплотнительных смазок.

Профили проводки боковых стволов

Одним из условий эффективности разработки месторождения боковыми стволами (БС) является качественное проектирование их траекторий.

Проектирование профиля заключается в формировании регламентирующих параметров, выборе типа профиля, определении комплекса параметров, необходимых для его расчёта, построении оптимизационной процедуры расчёта выходных параметров траектории БС.

При определении профиля бокового горизонтального ствола (БГС) следует руководствоваться:

- возможностью его выполнения, т.е. соответствием современному уровню техники и технологии;
- оптимальным сочетанием входных и выходных параметров.

При проектировании БГС следует учитывать вероятность пересечения соседних стволов, определяемую с помощью автоматизированных расчётов.

Профили проектируются плоскостными или пространственными.

Если зенитный угол составляет 55–75 град., скважина считается пологой, если 75–97 град. – горизонтальной.

Профиль БГС состоит из двух сопряжённых между собой частей: направляющей и горизонтального участка.

Под направляющей частью профиля понимается часть бокового ствола скважины от её устья до точки, являющейся началом горизонтального участка. На стадии проектирования бурения началом горизонтального участка считается точка входа в заданный цилиндр допуска. Высота цилиндра – коридор проводки горизонтального участка, радиус окружности (круга допуска) – максимально допустимое отклонение фактического забоя от проектного. Эти параметры определяются с учётом технологических возможностей бурения, исходя из последствий в нарушении сетки разработки месторождения. При проектировании направляющей части БГС используются известные методики

расчёта профиля наклонно-направленной скважины, а проектирование профиля горизонтального участка осуществляется в соответствии с проектными документами на разработку месторождения с применением БГС.

Расчёт элементов профиля представляет собой оптимизационную процедуру, выполняемую в автоматизированном, а при необходимости процесса – в диалоговом режимах.

Основными составляющими элементами профиля наклонно-направленных боковых стволов (ННБС) являются следующие участки: набор, стабилизация, уменьшение зенитного угла. Сочетание трёх этих видов интервалов приводит к широкому разнообразию проектных профилей (от двухинтервального и более).

Возможен профиль, содержащий участок набора зенитного угла с помощью отклонителя, участок набора зенитного угла с пониженной интенсивностью при помощи неориентируемых компоновок, участок стабилизации зенитного угла и участок регулируемого или естественного снижения зенитного угла.

Исходные данные для расчёта профиля скважины № 1273:

- глубина скважины (по вертикали) – 2903 м;
- интервал зарезки бокового ствола – 2570-2573 м;
- глубина залегания кровли продуктивного пласта – 2883 м;
- интенсивность увеличения зенитного угла ствола скважины изменяется от 1,56 до 1,776.

Результаты расчёта приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчёта профиля скважины

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, град.	Азимут град.	Глубина скважины по вертикали, м	Отход по вертикали, м
2570,00	0,86	24,95	2528,61	375,60
2583,00	2,00	70,00	2541,60	375,61
2697,00	20,00	70,00	2654,00	376,23
3135,62	84,26	70,00	2883,00	520,00
3335,62	84,26	70,00	2903,00	673,14

На рисунке 1 приведена проекция наклонно-направленной скважины № 1273 Уренгойского месторождения.

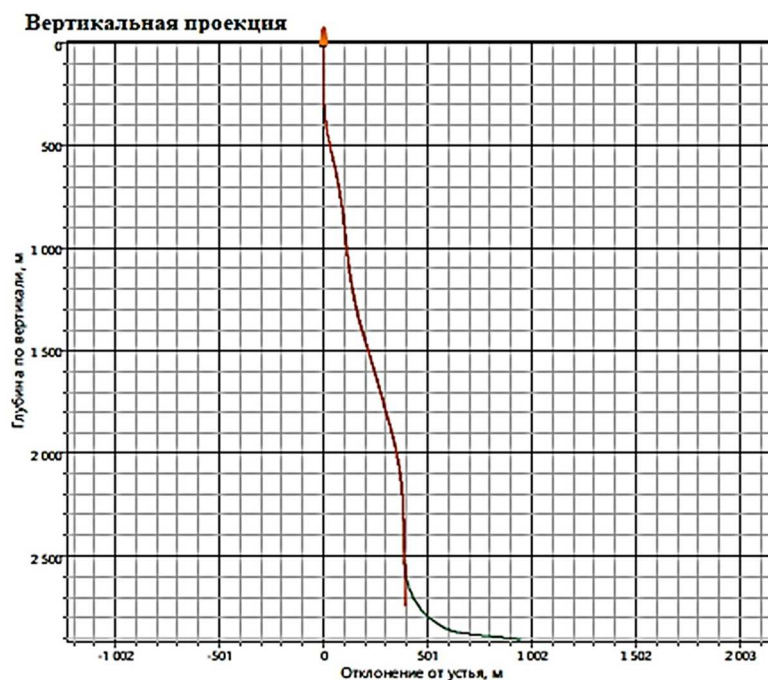
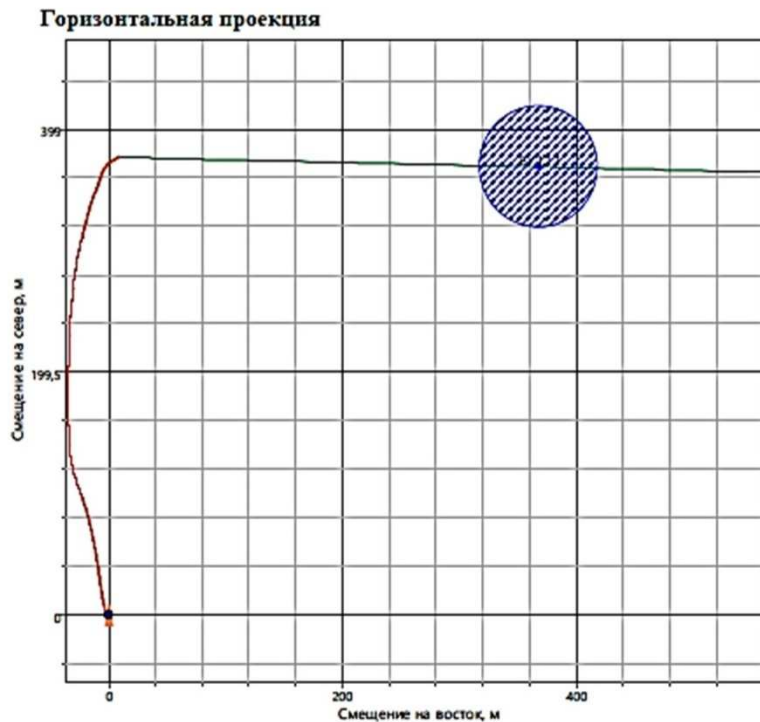


Рисунок 1 – Проекция наклонно-направленной скважины № 1273



Окончание рисунка 1 – Проекция наклонно-направленной скважины № 1273

Подготовительные работы перед зарезкой бокового ствола

Бурению боковых стволов предшествует пуск гироскопического инклинометра и геофизических приборов для уточнения пространственного положения обсадной колонны и интервала эксплуатационного объекта.

Осуществляется глушение скважины технологическим раствором, типы и параметры которого приведены в таблице 5. Потребный объем технологического раствора приведен в таблице 6.

Производятся монтаж бурового оборудования (подъемника, циркуляционной системы и обвязки), демонтаж фонтанной арматуры. Монтируется противовыбросовое оборудование согласно схеме оборудования устья и производится опрессовка.

После проведения работ по расконсервации скважины следует изолировать продуктивную часть установкой цементного моста в интервале – искусственный забой – выше зоны перфорации на 50 м. Для скважины № 1273 устанавливается два моста: один для перекрытия зоны продуктивного пласта, второй – в интервале установки клина отклонителя. Данные приведены в таблице 7.

Установка головы цементного моста корректируется по данным спуска магнитного локатора муфт. После ОЗЦ цементный мост подбуривается до расчетной глубины нижней границы интервала установки клина-отклонителя с промывкой не менее двух циклов. В вертикальных скважинах установка клина-отклонителя должна производиться в направлении проектного азимута зарезки бокового ствола. Рекомендуется осуществлять ориентирование клина-отклонителя с помощью гироскопа и вырезать «окно» в обсадной колонне без дополнительной СПО.

Перед установкой клина эксплуатационную колонну следует прошаблонировать трубчатым шаблоном длиной не менее 3 м и диаметром на 3–4 мм меньше внутреннего диаметра колонны. Проверить герметичность эксплуатационной колонны путём её опрессовки давлением 265,0 МПа. Работы следует проводить в соответствии с РД 08-625-03 «Инструкция по безопасному производству работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины». «Голова» клина-отклонителя находится на глубине 2567 м.

Таблица 5 – Рекомендуемые типы и параметры технологических растворов для глушения скважины

Наименование технологического раствора	Тип или состав технологического раствора	Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Показатель фильтрации по ВМ-6, см ² /30 мин.	Вязкость пластическая, мПа·с	СНС, дПа		рН	Температура замерзания раствора, °С
						1 мин.	10 мин.		
Технологический раствор для глушения	Инвертно-эмульсионный раствор состава: конденсат – 0,04 т/м ³ ; эмульгатор – 0,04 т/м ³ ; нефть – 0,16 т/м ³ ; СаСl ₂ – 0,2 т/м ³ ; мел – 0,06 т/м ³ ; тех/вода 0,62 т/м ³	1000	–	–	–	–	–	–	0
Блокирующая пачка	система РГС-100	730–1180	60–300	3–5	–	–	–	–	–
Аварийный запас	вода	1000	–	–	–	–	–	–	0

Примечание – В каждом конкретном случае плотность задавочной жидкости рассчитывается при разработке индивидуальных планов работ технологической службой предприятия, выполняющего работы, с учётом обеспечения репрессии на пласт составного столба

Таблица 6 – Потребное количество материалов для приготовления растворов

Шифр или название	Норма расхода на 1 м ³ /т	Потребное количество на объём, тонн
		Скважина с эксплуатационной колонной диаметром 168 мм
Технологический раствор для глушения скважины в летний период V = 140 м ³		
KCl	0,18	25,2
техническая вода	0,92	128,8
Технологический раствор для глушения скважины в зимний период V = 140 м ³ (инвертно-эмульсионный раствор)		
газовый конденсат	0,04	5,6
эмульгатор	0,04	5,6
отработанное масло (нефть)	0,16	22,4
CaCl ₂	0,2	28,0
мел	0,06	8,4
техническая вода	0,62	86,8
Блокирующая пачка V = 10 м ³		
30 %-ный раствор каустической соды		1,5
газовый конденсат	0,740	3,7
карбонат кальция		2,0
РГС-100		1,5

Таблица 7 – Интервалы установки цементных мостов

№ скважины	Фактический забой скважины, м	Зона перфорации, м	Интервал установки первого моста, м	Интервал установки второго моста, м
1273	3050	2823–2846	2746–2963	2580–2680

Вырезание «окна» в эксплуатационной колонне

После спуска клина-отклонителя на заданную глубину провести расхаживание бурильного инструмента вверх-вниз на 4 м с целью устранения реактивного момента перед спуском гироскопического прибора.

Ориентирование клина-отклонителя может осуществляться с помощью телесистемы или гироскопа в положение 70° (магнитного азимута). Буровым насосом с регулируемым приводом создать давление жидкости в колонне бурильных труб в следующей последовательности:

- 3 МПа (30 атм.) выдержать в течение 5 минут;
- 6 МПа (60 атм.) выдержать в течение 5 минут;
- 9 МПа (90 атм.) выдержать в течение 5 минут.

Затем осуществить разгрузку колонны бурильных труб на 5-15 кН (0,5-1,5 тонн) и повысить давление до 12 МПа (120 атм.), выдержать в течение 10-20 минут и сбросить до 0. Натянув колонну бурильных труб с расчётной силой, превышающей вес инструмента, произвести срез транспортного винта, соединяющего фрезер с клиновым отклонителем. Расчётное усилие среза транспортного винта составляет 80-100 кН (8-10 тонн). Срез винта фиксируется показаниями ГИВ (ИВ), на котором должен восстановиться собственный вес инструмента.

Компоновка низа бурильной колонны для ориентирования клина-отклонителя и вырезания окна за один рейс включает в себя:

- якорь гидравлический неизвлекаемый ЯГН-135;
- клин-отклонитель КГ-135;
- оконный фрезер d = 140 мм и L = 550 мм;
- расширяющий фрезер d = 146 мм и L = 1000 мм;
- УОТ-86 (УСО-86) d = 1108 мм и L = 1200 мм;

- переводник;
- спиральные ТБТ;
- бурильные трубы СБТ-89.

Рекомендуемый режим вырезания «окна» представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Рекомендуемый режим вырезания «окна»

Нагрузка на фрезер при вырезании обсадной колонны, кН (тонн)	10–30(1–3)
Расход бурового раствора, л/с	6–8
Частота вращения, мин. ⁻¹	80–120

Интервал вырезки окна 2570–2573 м. Пробурить карман до глубины 2579 м, прокачать ВУС, произвести перевод на буровой раствор «Полиэмульсан», промыть скважину в течение двух циклов, поднять КНБК.

Возможные осложнения в процессе производства работ при фрезеровании «окна»:

- Слом бурильного инструмента. Может произойти в связи с превышением нагрузки и крутящего момента на фрезере. Для предотвращения этого необходимо контролировать показания индикатора веса и крутящий момент на роторе в процессе вырезания «окна» в обсадной колонне для предупреждения осложнений.
- При недостаточной очистке раствора от металлической стружки может вывести из строя наземное и телеметрическое оборудование. Для очистки раствора от металлической стружки дополнительно в системе очистки должны быть использованы магниты.
- При снижении оборотов ротора менее 50 мин.⁻¹ может произойти снижение скорости фрезерования вплоть до полной остановки. Необходимо поддерживать рекомендуемое число оборотов.
- При отсутствии цемента за обсадной колонной в интервале фрезерования «окна» в процессе работы происходит неравномерное фрезерование колонны, в частности, образование «лепестков» и резкое увеличение ударных нагрузок на фрезеры, что приводит к увеличению крутящего момента, что в свою очередь может привести к слому фрезерной компоновки. Рекомендуется производить фрезерование «окна» в интервале наличия цемента за обсадной колонной.
- После фрезерования «окна» при подъёме КНБК для обработки, а также в случае остановки ротора при невыработанной нагрузке могут наблюдаться затяжки. Не производить остановку ротора при невыработанной нагрузке на фрезер. Не допускать затяжек в окне свыше 2 тонн, в случае наличия затяжек проработать интервал «выбуривание вверх», провести контроль ликвидации затяжек по манометру.

Бурение под хвостовик

Компоновка низа бурильной колонны для бурения скважины под хвостовик представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Состав бурильной колонны при бурении под обсадную колонну «хвостовик»

№№ n/n	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Наружный диаметр (внутренний), мм	Масса, кг
1	2	3	4	5
1	долото 142.9V613DG1X	0,2	142,9	18
2	переводник	0,4	113 (38)	19
3	двигатель ДРЗ-106М.7/8.37	5,7	106	255
4	переводник	0,5	108 (44)	20,1
5	ЗТС Sperry Slim (gamma ray)	9,0	95 (57)	660
6	переводник приточный	1,8	100 (64)	131
7	переводник дожимной	0,3	108 (45)	22
8	переводник	0,3	108 (44)	16

Окончание таблицы 9

1	2	3	4	5
9	фильтр под т/с	0,9	108 (34)	25
10	кольматационный переводник	2,3	105,6 (31,7)	75
11	переводник	0,4	120 (54)	25
12	БТ ТБПК	760	88,9×9,35	16188
13	переводник	0,4	120 (54)	25
14	УБТ 108	33	108 (46)	1940,4
15	переводник	0,4	120 (54)	25
16	ясс	6,2	121 (56)	335
17	переводник	0,4	120 (54)	25
18	УБТ 108	49	108 (46)	2881,2
19	переводник	0,4	120 (54)	25
20	БТ ТБПК	140	88,9×9,35	2982
21	БТ ТБПК	2324,8	88,9×9,35	51835,1

На рисунке 2 показан состав бурильной колонны при бурении под эксплуатационную колонну хвостовик.

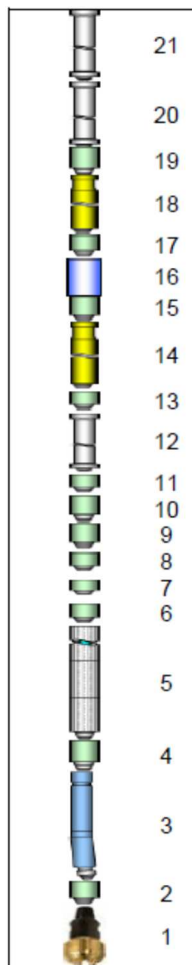


Рисунок 2 – Состав бурильной колонны при бурении под эксплуатационную колонну хвостовик

В таблице 10 приведён анализ нагрузок и моментов для интервалов бурения, а в таблице 11 – параметры расчёта для интервала глубин 2583–3336 м по стволу.

Таблица 10 – Анализ нагрузок и моментов для интервалов бурения

Интервал по стволу, м	Вес на подъём, тонн	Вес на отпуск, тонн	Крутящий момент при бурении с вращением, кН·м
2583–2600	67,73	58,89	2,75
2600–2700	70,91	60,5	2,93
2700–2800	74,17	61,62	3,21
2800–2900	77,22	62,11	3,58
2900–3000	79,66	61,95	3,92
3000–3100	81,37	61,21	4,18
3100–3200	82,56	60,95	4,51
3200–3300	83,82	60,69	4,83
3300–3336	84,27	60,6	4,95

Таблица 11 – Параметры расчёта для интервала глубин 2583–3336 м по стволу

Плотность бурового раствора, г/см ³	γ = 1,05 пластическая вязкость = 50 мПа·с ДНС = 12 Па
Производительность насоса, л/с	8,5
Осевая нагрузка, тс	4–5 (для создания ΔP = 15–25 атм.)
Скорость вращения ротора, об./мин.	20–40
Насадки на долото D, мм	3×12,7 мм, 3×9,5 мм
Согласно рекомендации завода изготовителя допустимый дифференциальный перепад давления ВЗД, атм.	15–25
Коэффициент кавернозности в открытом стволе	1,05
Коэффициент трения в открытом стволе / коэффициент трения в обсадной колонне	0,3/0,2
Рекомендуемая осевая нагрузка на ВЗД, тс	4–5
Перепад давления на долоте, кгс/см ²	1,27

Результаты гидравлических расчётов для интервалов глубин 2883–3336 м по стволу приведены в таблице 12.

Выводы и рекомендации при бурении участка под хвостовик диаметром 114 мм. Расчётные данные показывают, что бурение участка под хвостовик диаметром 114 мм возможно при соблюдении следующих условий:

- максимальная нагрузка на устье будет при подъёме с глубины 3336 м и составит 84,25 тс;
- момент на устье в конце интервала, рассчитанный для роторного бурения, составит 4,95 кН·м при допустимом 19,3 кН·м (максимально допустимый момент скручивания резьбовых соединений);
- обороты ротора при роторном бурении не должны превышать 40 об./мин.
- допустимая концентрация песка в буровом растворе не должна превышать 1 %, параметры бурового раствора должны соответствовать ПБ. Превышение данной концентрации может привести к преждевременному износу навесного оборудования телеметрической системы (клапан, ротор, статор и др.), что повлечёт дополнительные затраты на мобилизацию.

Способы и режимы бурения показаны в таблице 13.

Возможные осложнения в ходе бурения хвостовика:

- 1) поглощение бурового раствора;
- 2) нефтегазоводопроявления.

Меры по профилактике данных осложнений:

- проводить постоянный контроль вытесняемого бурового раствора из скважины и его уровня в приёмных емкостях;

Таблица 12 – Результаты гидравлических расчётов для интервалов глубин 2883–3336 м по стволу

Интервал, м	Потери давления, кгс/см ²			Объём, м ³			Время циркуляции, мин.				Параметры	
	суммарные	внутри БК/КБК	в кольцевом пространстве	суммарный	внутри БК/КБК	кольцевого пространства	суммарное	внутри БК/КБК	в кольцевом пространстве	давление на забое, кгс/см ²	минимальная скорость в стволе, м/с	
2583–2600	133,6	60,3	43,8	38,92	9,83	29,09	76	19	57	312,4	0,614	
2600–2700	136,9	62,3	45,0	40,69	10,22	30,48	80	20	60	323,9	0,614	
2700–2800	140,1	64,3	46,2	42,46	10,61	31,86	83	21	62	334,4	0,614	
2800–2900	143,3	66,3	47,4	44,23	10,99	33,24	87	22	65	343,1	0,614	
2900–3000	146,6	68,3	48,7	46,00	11,38	34,63	90	22	68	349,1	0,614	
3000–3100	149,8	70,3	49,9	47,77	11,77	36,01	94	23	71	352,2	0,614	
3100–3200	153,0	72,3	51,1	49,54	12,15	37,39	97	24	73	354,5	0,614	
3200–3300	156,3	74,3	52,4	51,31	12,54	38,78	101	25	76	356,8	0,614	
3300–3336	157,4	75,0	52,83	51,95	12,68	39,27	102	25	77	357,6	0,614	

Таблица 13 – Способы и режимы бурения

Интервал бурения, м	Вид технологической операции	Способ бурения, проработки	Условный номер КНБК	Параметры режима бурения		
				осевая нагрузка, кН	скорость вращения, мин. ⁻¹	расход бурового раствора, л/с
2560–2575	шаблонировка, разбуривание цементного стакана	ротор	1	до 30	до 60	9
2570–2573	(вырезание окна)	ротор	3	10-40	10-40	12
2578–3135.62	бурение	винтовой забойный двигатель	4	20-40	90-100	9
3135.62–3335.62	бурение	винтовой забойный двигатель с вращением ротора	4	20-40	90-100 30	9
						давление на стояке, МПа
						8,46
						10,84
						9,46
						10,46

- восстановить циркуляцию на забое при минимальной производительности буровых насосов с расхаживанием бурильного инструмента 2–3 мин. и вращением ротором;
- ограничить скорость СПО до 0,5 м/с (превышение скорости может привести к поршневанию или свабированию).

Аварии со сломом переводников, бурильных и обсадных труб:

- контроль за моментом при свинчивании элементов КНБК;
 - контроль крутящего момента, осевых нагрузок и затяжек в процессе строительства скважины;
 - своевременная калибровка датчиков моментов.
- Прихваты под действием перепада давления:
- свести к минимуму время нахождения колонны неподвижной (не более 3 мин.);
 - отслеживать значения момента и веса на крюке при «подрыве»;
 - при первых признаках дифференциального прихвата нужно проверить свойства бурового раствора и рассмотреть необходимость проведения шаблонировки ствола;
 - контролировать механическую скорость бурения и выноса шлама.

Цементирование хвостовика

Перед спуском хвостовика вновь пробуренный ствол шаблонируется компоновкой, использовавшейся при последнем долблении, и производится промывка в течение двух циклов. При этом параметры бурового раствора доводятся до проектных.

В таблице 14 приведена компоновка для подготовки ствола скважины перед спуском хвостовика.

Таблица 14 – Компоновка для подготовки ствола скважины перед спуском хвостовика

Наименование	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Вес 1 м, кг/м
долото 142,5	0,34	142,9			20
УБТ 108	9	108	64	28	33
калибратор 140	0,4	140			
СБТ 89х9,35	до устья	89		9,35	22,19

В интервал 3135,62–3335,62 спускается фильтр ФБ 114-01 мм, оборудованный башмаком БК 114.1 и обратным клапаном ПХЦ 1.114/168.080. На голову фильтра устанавливается пакер гидравлический для манжетного цементирования ПГМЦ-114, состоящий из двух объединённых в одно целое устройств: гидравлического пакера (ППГ-114) и цементировочной муфты (ММЦ1.114).

На голову хвостовика устанавливается устройство, состоящее из узла разъединения (ПХЦ1,114/168,010), якорного узла (ПХЦ1,114/168,030) и узла пакера (ПХЦ1,114/168,020). Данное устройство соединяется с транспортировочной колонной через безопасный переводник ПБ.114. В разъединительном узле установлена полая подвесная цементировочная пробка.

Компоновка хвостовика представлена в таблице 15.

Режим спуска хвостовика осуществляется на бурильных трубах с использованием левого разъединителя типа ЛР-114.

Скорость спуска хвостовика в обсаженной части скважины – не более 0,5 м/с, в открытой части – не более 0,2 м/с.

Промежуточная промывка производится на глубинах 1000 м и зарезки «окна» в течение одного цикла. По окончании спуска хвостовика промывка производится в течение двух циклов с доведением параметров бурового раствора до проектных. Режим спуска хвостовика представлен в таблице 16.

Цементирование эксплуатационного хвостовика предусматривается вести в одну ступень прямым способом цементным раствором ЦТРС-100 АРМ (цемент тампонажный расширяющийся стабилизированный по ТУ 5734-007-74364232-2006 ООО «Гранула») плотностью 1870 кг/м³ с добавлением стабилизатора, понизителя водоотдачи Натросол 250 EXR.

Время прокачиваемости при температуре 75 °С и давлении 45 МПа. Срок ОЗЦ не менее 48 часов. Продолжительность ОЗЦ в сторону его увеличения определяется по результатам схватывания проб, отобранных в процессе цементирования. Натросол 250 EXR вводится в сухом виде к массе цемента. Физико-механические свойства тампонажного раствора и камня приведены в таблице 17.

Для разделения бурового раствора от тампонажного, удаления остатков бурового раствора и рыхлой глинистой корки применяется комбинированная буферная жидкость, параметры и состав которой представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Параметры и компонентный состав комбинированной буферной жидкости

Состав буферной жидкости	на 1 м ³ , кг	Количество, тонн	Плотность, кг/м ³	Растекаемость, см	Водоотдача, см ³ /30 мин.	Корка, мм
вытесняющая буферная жидкость в объёме 2 м ³			1130	16–18	4	1
Глинопорошок	150	0,30				
Праестол	0,6	0,0012				
КМЦ	3,2	0,0064				
Вода	1076	2252				

Количество цемента и химреагентов, необходимое для приготовления 1 м³ тампонажного раствора, приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Потребное количество материалов, оборудования и цементировочной техники

Наименование работ или затрат	Нормативный документ на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
ЦТРС 100-АРМ	ТУ-5734-007-74364232-2006	тонн	14,5
Натросол 250 EXR	ТУ 2231-001-21095737-05	тонн	0,056
продавочная жидкость	техническая вода	м ³	19,79
техническая вода		м ³	7,25
ЦА-320М		шт.	4
СМН-20		шт.	2
СКЦ-2М		шт.	1
БМ-700		шт.	1
ППУ-3М		шт.	1
осреднительная ёмкость		шт.	1
затарка цемента		тонн	17,0
ППУ-3М		час	24
ЦА-320М		час	8
СКЦ-2М		час	2
1БМ-700		час	2
ЦА-320М		час	2
СМН-20		час	3
ЦА-320М		агр./опер.	4
ППУ-3М		час	3
СКЦ-2М		агр./опер.	1
1БМ-700		агр./опер.	1
осреднительная ёмкость		агр./опер.	1

Таблица 15 – Технологическая оснастка обсадной колонны

Наименование и диаметр колонн, мм	Наименование элемента оснастки	Техническая характеристика				Количество, шт.
		диаметр, мм		длина (высота), м	вес, кН	
		наружный	внутренний			
Эксплуатационный хвостовик 114 мм	башмак	127	60	0,333	0,023	1
	клапан обратный	127	97	0,450	0,091	1
	фильтр скважинный	136	97	10	2,20	16
	пакер гидравлический проходной	138	97			1
	подвеска хвостовика цементируемая	138 (по телу)	97	3,870	1,82	1
	пружинные центраторы	160	129	0,545	0,05	66
центратор-турбулизатор	137	117	0,150	0,02	53	

Таблица 16 – Режим спуска обсадных труб

Название колонны	Момент свинчивания обсадных труб, кН·м	Допускаемая скорость спуска			Периодичность долива, м			Промежуточные промывки		
		от (верх)	до (низ)	величина, м/с	через 150 м спуска труб	глубина по стволу, м	количество циклов	подача насосов, л/с		
									интервал глубин, м	
Эксплуатационный хвостовик 114 мм	4–5	0	2570	1,0–0,8	через 150 м спуска труб	1000	1	5,0		
		2570 (3135)	3135 (3335,62)	0,4–0,7 (0,2)		2570 (3335,62)	1 (2)	5,0 (5,0)		

Таблица 17 – Физико-механические свойства тампонажного раствора и камня

Состав раствора	Температура твердения, °С	Плотность, кг/м³	Растекаемость, мм	Прочность камня через 2 суток, МПа		Газопроницаемость камня через 2 суток, 10 ⁻¹⁵ , м²
				изгиб	сжатие	
1 (1,0 ЦПС 100-АРМ + 0,4 % Натросол 250 EXR) + 0,5 воды	75	1870	250	6,3	18,5	не проницаемый

Порядок выполнения работ

После спуска в скважину всей колонны перед цементированием внутрь транспортировочной колонны сбрасывают шар диаметром 25 мм, который прокачивают до посадки в седло муфты манжетного цементирования. Повышением давления до 4 МПа срезаются срезные винты, обеспечивающие перемещение втулки, которая обеспечивает доступ жидкости к клапанной системе пакерной части устройства.

После сбрасывания давления до 0 клапанная система подготавливает пакер к срабатыванию. При повторном увеличении давления до 6–8 МПа пакер срабатывает, герметично разобщая цементируемую часть хвостовика от фильтра. Последующий сброс давления до 0 переключает клапанную систему и закрывает доступ жидкости в пакерную часть устройства.

Следующим циклом повышения давления до 12 МПа разрушаются срезные винты, и втулка цементирующей муфты перемещается, открывая цементирующие окна.

После затворения и закачки расчётного объёма цементного раствора производится пуск верхней продавочной пробки.

После прокачки объёма транспортировочной колонны верхняя пробка стыкуется с нижней, срезая при этом полу пробку и подготавливая при этом разъединитель к срабатыванию. При дальнейшем продавливании верхней и нижней пробок до стоп патрубка и повышении давления до 16 МПа происходит освобождение упоров и разъединение подвески от хвостовика. Это хорошо фиксируется разгрузкой веса колонны. В таблице 20 приведены результаты гидравлического расчёта цементирования хвостовика.

Таблица 20 – Результаты гидравлического расчёта цементирования хвостовика

Наименование	Значение
Фактический диаметр скважины, м	0,168
Давление гидроразрыва слабого пласта, МПа	55,427
Допустимое давление на слабый пласт (коэффициент запаса = 5 %), МПа	52,656
Объём продавочной жидкости, м ³	19,79
Средняя плотность жидкости в затрубье в конце продавки, кг/м ³	1563,3

Гидравлический режим цементирования хвостовика показан на рисунке 3.

После смыва с головы хвостовика избыточного тампонажного раствора поднимают транспортировочную колонну совместно с верхним переводником, поршнем упорами и втулкой. После ОЗЦ и опрессовки хвостовика совместно с эксплуатационной колонной производится разбуривание цементирующей пробки, седла цементирующей муфты и заглушек фильтров.

В связи с тем, что статья написана на основании некоторых документов, имеющих гриф «Для служебного пользования» и во избежание рассекречивания информации, некоторые приведённые значения имеют условный характер.

Заключение

После проведённого анализа можно сделать следующие выводы:

- технология резки боковых стволов на Уренгойском месторождении является эффективной, так как позволила значительно увеличить дебит и снизить обводнённость не только продукции скважин, на которых применялась данная технология, но и по месторождению в целом;
- технология резки боковых стволов позволила увеличить дебит пласта БС12 на 24 % за счёт направленного разбуривания «целиковых» зон с высокой насыщенностью углеводородов, вовлечения в разработку невыработанных скоплений углеводородов, а при бурении боковых стволов горизонтальных скважин увеличить охват пласта за счёт роста зоны дренирования из расчёта на одну скважину. При этом снижаются капитальные затраты на разбуривание и обустройство Уренгойского месторождения при одновременном увеличении коэффициента извлечения углеводородов;

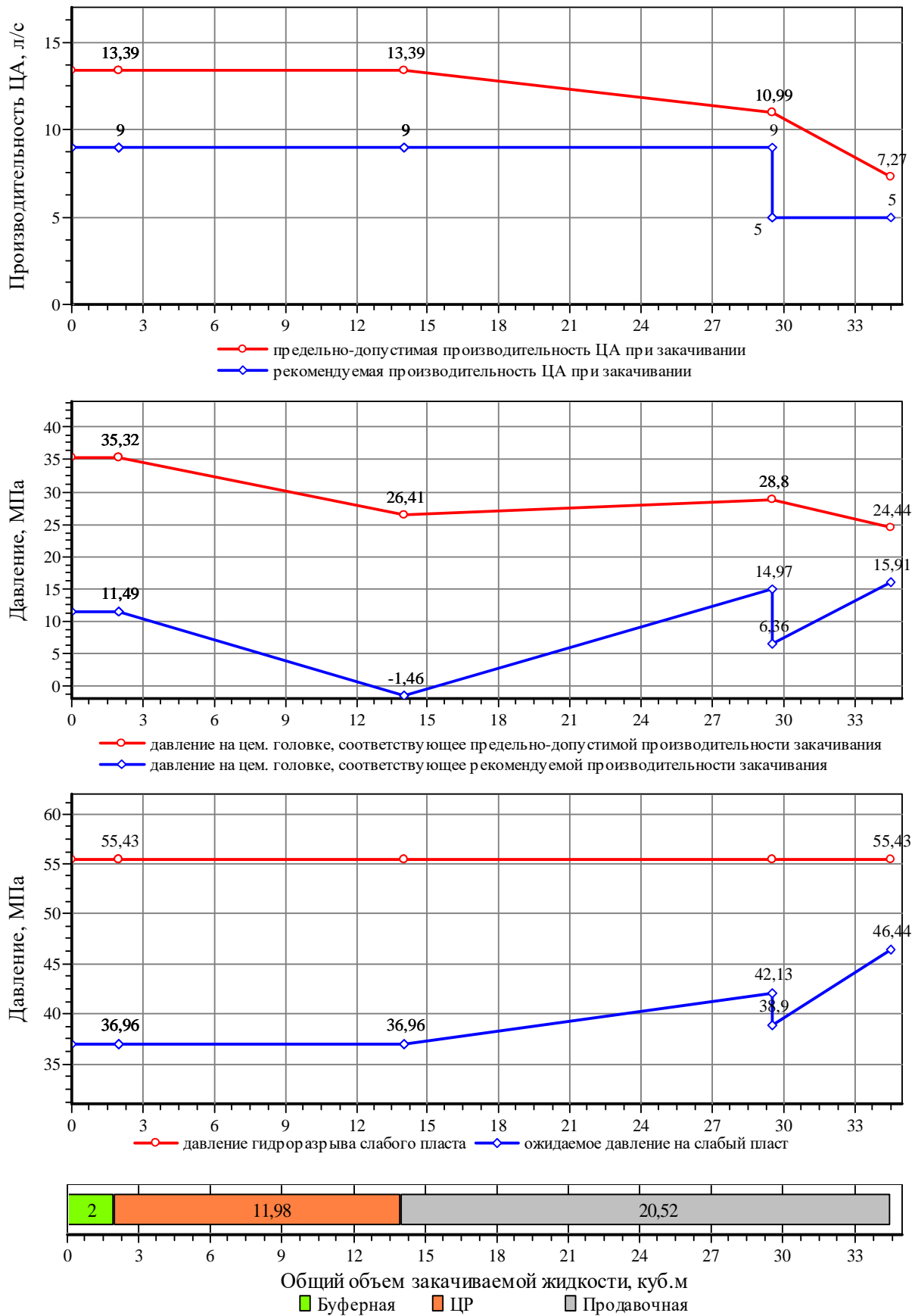


Рисунок 3 – Гидравлический режим цементирования хвостовика

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости;

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости; применение данной технологии позволило не только стабилизировать уровень добычи углеводородов на Уренгойском месторождении, но и увеличить его, а также сформировать наиболее рациональную схему разработки;

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости; операции по зарезке боковых стволов являются экономически выгодными и не подвержены риску.

На основании этих выводов для повышения эффективности технологии повышения дебита аварийных и сильнообводнённых скважин на Уренгойском месторождении методом зарезки боковых стволов можно порекомендовать следующее:

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости; необходимо постоянно совершенствовать технику и технологию по зарезке боковых стволов;

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости; более точно подходить к выбору скважин и пластов для применения данной технологии;

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости; постоянно проводить экономический анализ с целью обоснования рентабельности на объектах, где планируется внедрение данной технологии;

- эта технология позволила реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде по причине аварийности и сильной обводнённости; для восстановления добычных возможностей месторождения необходимо продолжать внедрение данной технологии.

Литература

1. Басарыгин Ю.М. [и др.]. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Недра», 2000. – 262 с.
2. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
5. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012-2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual: в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
10. Калинин А.Г. [и др.]. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник; под ред. А.Г. Калинина. – М. : Издательство «Недра», 1997. – 648 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство Лик, 2018. – 292 с.
12. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
13. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск: Издательство Лик, 2016. – 290 с.
14. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Техничко-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76–82.
15. Еловых П.Ф., Нескоромных В.В. Анализ и совершенствование технологии забурирования новых направлений в открытом стволе скважины с опорой на искусственный забой // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 85–92.

16. Еловых П.Ф., Нескоромных В.В., Еловых В.Ф. Разработка технических и технологических приёмов при осуществлении забуривания бокового ствола скважины в горных породах высокой категории твёрдости // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 81–87.
17. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности зарезки боковых стволов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 73–99.
18. Кустышев А.В. [и др.]. Оценка эффективности капитального ремонта скважин на Уренгойском месторождении // Бурение и нефть. – 2007. – № 4. – С. 26–29.
19. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 206–208.
20. Савенок О.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В., Мусафири Норманн. Оценка перспективности бурения боковых горизонтальных стволов и совершенствования системы разработки на турнейском объекте Черновского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 123–141.

References

1. Basarygin Y.M. [et al.]. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Publishing house «Nedra», 2000. – 262 p.
2. Bulatov A.I., Proselkov E.Y., Proselkov Y.M. Drilling of horizontal wells : reference manual. – Krasnodar : Sovetskaya Kuban Publishing House, 2008. – 419 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
5. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a training manual for students of universities. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells»: in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual: in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – Vol. 1–4.
10. Kalinin, A.G. [et al.]. Drilling of inclined and horizontal wells : reference book; under edition of A.G. Kalinin. – M. : «Nedra» Publishing House, 1997. – 648 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : Lik Publishing House, 2018. – 292 p.
12. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
13. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational Health and Safety at Drilling and Operation of Oil and Gas Wells : a Manual. – Novochoerkassk : Lik Publishing House, 2016. – 290 p.
14. Dobrochasov A.I., Popova Z.S., Salomatov V.A. Technical and technological solutions for increasing the efficiency of the horizontal sidetrack drilling in the fields of Western Siberia // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 76–82.
15. Yelovykh P.F., Neskromnykh V.V. Analysis and perfection of technology of drilling of new directions in an open wellbore with support on an artificial bottom // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 85–92.
16. Yelovykh P.F., Neskromnykh V.V., Yelovykh V.F. Development of the technical and technological methods for the lateral wellbore drilling in the rocks of high hardness category // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 81–87.
17. Kусов G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects of the Samburg oil-gas-condensate field development. Peculiarities of the sidetracking // Nauka. Technica. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 3. – P. 73–99.
18. Kустышев A.V. [et al.]. Estimation of efficiency of well workover at Urengoi field // Drilling and oil. – 2007. – № 4. – P. 26–29.
19. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Sidetrack drilling as a method of oil recovery enhancement in oil wells // Bulatovskie readings. 2007. – 2017. – Vol. 3. – P. 206–208.
20. Savenok O.V., Berezovsky D.A., Kусов G.V., Musafiri Normann. Estimation of the prospect of the lateral horizontal borehole drilling and improvement of the development system at the Turney object of the Chernovskoye field // Nauka. Technique. Technologies (polytechnical bulletin). – 2018. – № 2. – P. 123–141.