

УДК 622.243.27

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ
БЕЗДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН В НГДУ «ЛЯНТОРНЕФТЬ»
МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ**

**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THE RESTORATION
OF A DORMANT WELL STOCK IN OIL AND GAS PRODUCTION
DEPARTMENT «LYANTORNEFT» BY THE METHOD OF SIDETRACKING**

Вылков Николай Фёдорович

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет

Кусов Геннадий Владимирович

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

Аннотация. Серьёзной проблемой для нефтегазовой отрасли является низкий объём капитальных вложений в строительство новых скважин. Фонд бездействующих и малодобитных скважин из года в год увеличивается. В настоящее время в России простаивает свыше 40000 скважин. Например, удельный вес бездействующего фонда скважин в Западной Сибири составляет более четверти всех скважин. Аналогичная тенденция роста числа бездействующих и малодобитных скважин присуща другим нефтегазодобывающим регионам страны. Поэтому в настоящее время основным направлением деятельности нефтегазодобывающих предприятий становится ремонт старых скважин. Перспективным методом является восстановление бездействующих или увеличение дебита работающих скважин путём бурения бокового наклонного или горизонтального ствола из вырезанного участка обсадной эксплуатационной колонны. Бурение боковых стволов даёт возможность увеличить дебит старой скважины за счёт вскрытия пластов, ранее считавшихся нерентабельными или пропущенных, а также более продуктивных зон пласта.

Ключевые слова: фонд скважин с боковыми стволами; обоснование профиля скважин с боковыми стволами; требования к выбору скважин для бурения боковых стволов; подготовительные работы к бурению боковых стволов; технология резки боковых стволов; профиль проводки боковых стволов; конструкция боковых стволов; бурение боковых стволов.

Vylkov Nikolay Fedorovich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university

Kusov Gennady Vladimirovich

graduate student,
North-Caucasian Federal University

Annotation. A serious problem for the oil and gas industry is the low volume of capital investments in the construction of new wells. The fund of inactive and low-yield wells is increasing year by year. Currently, more than 40,000 wells are idle in Russia. For example, the proportion of inactive well stock in Western Siberia is more than a quarter of all wells. A similar trend of growth in the number of inactive and low-yield wells is inherent in other oil and gas producing regions of the country. Therefore, at present, repair of old wells becomes the main activity of oil and gas producing enterprises. A promising method is to restore inactive or increase the flow rate of working wells by drilling a lateral inclined or horizontal trunk from a cut out section of a casing production column. Drilling sidetracks makes it possible to increase the flow rate of the old well by opening layers that were previously considered unprofitable or missed, as well as more productive zones of the formation.

Keywords: well stock with sidetracks; substantiation of the profile of wells with lateral trunks; requirements for the selection of wells for drilling sidetracks; preparatory work for sidetrack drilling; technology of sidetracking; profile of the sidetracks wiring; construction of sidetracks; sidetrack drilling.

Анализ фонда скважин с боковыми стволами

В настоящее время на 01.01.2017 г. в НГДУ «Лянторнефть» боковые стволы пробурены в 229 скважинах. Первая скважина в НГДУ «Лянторнефть» с боковым стволом № 3952 куст 433 была запущена 6 июля 1998 года. Из-за технологических особенностей бурения боковых стволов, а в основном пока из-за отсутствия надёжного скважинного оборудования для раздельной эксплуатации нескольких стволов бурится только один ствол с ликвидацией забоя старой скважины. В связи с этим бурение боковых стволов проведено только в аварийных, высокообводнённых и низкодебитных скважинах. При этом отрабатываются три технологии проводки скважин по пласту:

вертикальная или наклонно-направленная (6 скважин), пологая до 60° (70 скважин) и горизонтальная (110 скважин).

Ввод в эксплуатацию боковых стволов в большинстве случаев оказал положительное влияние на работу окружающих добывающих скважин из-за увеличения скорости фильтрации флюидов на участке пласта и, тем самым, вызвал подключение к разработке застойных участков и доотмыв части остаточной нефти.

Таким образом, за счёт эксплуатации 229 боковых стволов в период январь 1998 года – декабрь 2016 года НГДУ «Лянторнефть» дополнительно добыло 51,415 тыс. тонн нефти.

Обоснование профиля скважин с боковыми стволами

С целью вовлечения в активную разработку запасов нефти, блокируемых водными или газовыми конусами, а также создание в межскважинных зонах дополнительных воронок депрессий для создания обратных потоков флюидов, перешедших из нефтяной части в газовую или водяную зоны пласта, предлагается бурение боковых стволов.

Основными требованиями к проходке горизонтальных боковых стволов являются:

- вскрытие кровли пласта в 90–110 м от основного ствола;
- проходка по горизонтали 50–100 м с колебанием по вертикали +/- 3 м;
- горизонтальная часть ствола должна проходить не менее, чем в 2–4 м от ГНК

и ВНК;

- качество цементирования за колонного пространства второго ствола в интервале от устья зарезки – 2 м ниже кровли пласта, цементирование горизонтальной части ствола с последующей перфорацией или спуском фильтров решается перед началом бурения;

- направление горизонтальной части ствола определяется в процессе проектирования бурения с учётом текущего состояния выработки пласта;

- отсечение первого ствола цементным мостом от эксплуатации определяется либо непосредственно перед началом бурения второго ствола, либо после его испытания.

Выбор скважины для забуривания второго ствола определяется состоянием эксплуатации скважины (обводнённость продукции, причина обводнения или дебитами по жидкости), остаточными запасами, технологической эффективностью применяемых методов воздействия, текущей нефтенасыщенностью пласта и его строением. При выборе варианта расстановки скважин с ответвляющимися стволами исходим из того, чтобы при эксплуатации второго ствола скважины добыча нефти достигла не менее 10–12 тыс. тонн до обводнённости продукции 95 %. При таких нижних исходных показателях рентабельность эксплуатации таких скважин соответствует эксплуатации среднепродуктивной залежи (средний дебит по нефти 20 тонн/сут.).

Основными критериями выбора скважин со вторыми стволами являются:

- текущая нефтенасыщенность на дату бурения не менее 46,2 %;
- текущие балансовые запасы нефти на неконтактных участках не менее 65 тыс. тонн, на контактных участках – не менее 98 тыс. тонн;

- нефтенасыщенная контактная с газом толщина пласта не менее 7 м;

- нефтенасыщенная контактная с водой толщина пласта не менее 6 м;

- нефтенасыщенная контактная одновременно с водой и нефтью толщина не менее 9 м и бесконтактная нефтенасыщенная толщина не менее 4 м.

В данный момент боковые стволы скважин, пробуренные на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», имеют различные типы профилей, их классифицируют по следующим признакам:

1) горизонтальные стволы – максимальный угол превышает 65°;

2) пологие стволы – максимальный угол в пределах 48–65°;

3) наклонно-направленные стволы – менее 48°, пробуренные по заданной траектории с использованием телеметрических систем;

4) не ориентируемые стволы навигационного сопровождения системами.

Требования к выбору скважин для бурения боковых стволов

Перед тем, как начать работы по зарезке и бурению наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов (БС) скважин с целью интенсификации системы раз-

работки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фондоотдачи капиталовложений, разрабатывается регламент.

Все виды работы по строительству БС представляются следующими основными этапами:

- выбор основных стволов для заданных скважин;
- выбор интервала вырезания «окна» в эксплуатационной колонне;
- расчёт профиля скважины;
- вырезание «окна» в эксплуатационной колонне;
- бурение бокового ствола;
- обсаживание пробуренного ствола эксплуатационной колонны;
- работы по освоению скважины.

При выборе скважин для бурения из них боковых стволов необходимо исходить из текущих характеристик эксплуатации скважины, технического состояния эксплуатационной колонны, качества её крепления, фактического пространственного положения ствола скважины:

- эксплуатационная колонна должна быть опрессована на 100 атм. в течение 30 мин., падение давления не более 5 атм., эксплуатационная колонна должна быть опрессована снижением уровня;

- необходимо провести гироскопическую инклинометрию.

При этом следует руководствоваться следующими основными требованиями:

- пространственное положение интервала забуривания должно быть оптимальным с точки зрения экономической целесообразности (величина отхода точки забуривания до начала эксплуатационного забоя должна быть минимальной, но не менее величины, определяемой допустимой интенсивностью искривления бокового ствола), максимальный отход от точки забуривания до начала эксплуатационного забоя обусловливается техническими характеристиками буровой установки и вероятной глубиной забуривания;

- допустимая величина разности азимутальных направлений основного ствола и бокового стволов не должна превышать величины, определяемой техническими возможностями бурения бокового ствола;

- траектория бокового ствола должна иметь минимальную вероятность пересечения с существующими и проектными стволами соседних скважин;

- поиск оптимальных вариантов, отвечающих технико-экономической целесообразности использования обводнённых и бездействующих скважин для резки боковых стволов, должен осуществляться, как правило, с использованием автоматизированных программ.

Подготовительные работы к бурению боковых стволов

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

Осуществляется глушение скважины солевым раствором.

Производятся монтаж бурового оборудования (подъёмника, циркуляционной системы и обвязки), демонтаж фонтанной арматуры.

Монтируется противовыбросовое оборудование согласно схеме оборудования устья и производится опрессовка.

Выполняется подъём внутрискважинного оборудования.

С целью определения технического состояния эксплуатационной колонны и возможных участков сужения проводятся её шаблонирование. Для обеспечения свободного спуска клин-отклонителя и компоновок для фрезерования «окна» осуществляется шаблонирование эксплуатационной колонны шаблоном, имеющим следующие размеры:

$$D_w = 122 \text{ мм для эксплуатационной колонны } 139 \text{ мм;}$$

$$D_w = 126 \text{ мм для эксплуатационной колонны } 146 \text{ мм;}$$

$$D_w = 144 \text{ мм для эксплуатационной колонны } 168 \text{ мм;}$$

$$L_w = 6 \text{ м,}$$

где D_w – диаметр шаблона; L_w – длина шаблона.

При необходимости обсадная колонна прорабатывается компоновкой фрез до свободного прохождения, для скважин старше 15 лет проводится ГФФ, СТДТ.

Проводятся геофизические работы по определению глубины забоя с записью локатора муфт (ЛМ) и оценки качества цементирования камня (ОЦК). На основании данных ЛМ и ОЦК и с учётом результатов предварительного профилирования БС определяется интервал забуривания бокового ствола. При выборе интервала забуривания место зарезки БС выбирается по возможности ближе к забою основного ствола. В случае низкого качества цементного камня за эксплуатационной колонной или его отсутствие проводятся работы по повторному цементированию затрубного пространства эксплуатационной колонны в интервале забуривания с предварительным перфорированием её для закачки тампонажного раствора. Работы по повторному цементированию могут проводиться после установки клин-отклонителя и вырезания «окна» в эксплуатационной колонне.

Выполняется установка на забое ликвидационного моста. Подготовка ствола скважины к установке ликвидационного моста осуществляется в порядке, установленном руководящими документами. Изоляционные работы проводятся с выполнением действующих правил и инструкций. При экономической целесообразности возможно совмещение установки изоляционного и технологического мостов. После установки ликвидационного моста эксплуатационная колонна опрессовывается.

Для зарезки бокового ствола с помощью отклоняющего клина (клин-отклонителя) устанавливается технологический цементный мост, который может быть создан закачкой цементного раствора. При этом верхняя часть моста располагается выше муфты обсадной колонны в соответствии с инструкцией по эксплуатации клин-отклонителя. Взрывной пакер рекомендуется использовать для повышения надёжности цементного моста перед его установкой.

Для установки цементных мостов рекомендуется применение специальных тампонажных составов, обеспечивающих повышения их физико-механических свойств.

Перед спуском взрывпакера эксплуатационная колонна в зоне установки цементного моста очищается скребком, а скважина промывается в течение одного цикла.

После ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) определяется верх цементного моста. При необходимости мост разбуривается до требуемой глубины, эксплуатационная колонна опрессовывается на давление, согласованное с НГДУ. При отрицательных результатах опрессовки эксплуатационной колонны выясняется причина, и принимаются меры к ликвидации негерметичности.

Технология зарезки боковых стволов

Основной вариант зарезки бокового ствола заключается в вырезании «окна».

В скважину спускается клин-отклонитель диаметром 114–115 мм (как отечественного, так и зарубежного производства) с ориентирующим устройством и устанавливается на искусственный забой. Работы по спуску и установке клин-отклонителя производятся в соответствии с технологией фирм-производителей.

Технические характеристики клин-отклонителей для 146 мм и 168 мм колонн даны в таблице 1.

Таблица 1 – Техническая характеристика клин-отклонителя

Диаметр клина, мм	Длина, мм	Угол наклона плоскости, град	Масса, кг	Форма клина
115	4270	2,5	210	плоский
136	6000	1,5	490	плоский

Спуск компоновки на стальных бурильных трубах (СБТ) производится с замером длины инструмента со скоростью не более 0,2 м/с.

Установка клин-отклонителя в наклонно-направленных скважинах должна производиться ориентировочно в пределах + 90 градусов по отношению к азимуту искривления основного ствола в месте установки для предотвращения выпадания клин-отклонителя.

В вертикальных скважинах установка клин-отклонителя должна производиться в направлении проектного азимута зарезки бокового ствола.

Ориентирование клин-отклонителя может осуществляться с помощью телесистемы или гироскопа. Рекомендуется осуществлять ориентирование клин-отклонителя с помощью гироскопа и вырезать «окно» в обсадной колонне без дополнительной СПО.

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

- клин-отклонитель;
- оконный фрез;
- два арбузных фреза;
- патрубок под гироскоп;
- спиральные ТБТ – 4 шт.;
- бурильные трубы СБТ-73.

В том случае, если ориентирование клин-отклонителя осуществлялось с помощью телесистемы, то после установки клин-отклонителя компоновка с подвесным устройством и телесистемой поднимается и спускается компоновка для вырезания «окна».

Для эксплуатационной колонны диаметром 146 мм компоновка включает:

- стартовый фрез диаметром 124 мм;
- спиральные ТБТ – 4 шт.;
- бурильные трубы СБТ-73.

Осуществляется вскрытие «окна» в обсадной колонне ротором. Параметры режима фрезерования следующие:

- нагрузка на фрезер 5 кН;
- частота вращения ротора 60–80 об/мин.;
- производительность насоса 0,012–0,014 м³/с.

В дальнейшем при необходимости нагрузку можно увеличить до 8 кН. Фрезерование прекращается после проходки 0,5–0,6 м. При этом особое внимание следует уделять фрезерованию проушины, находящейся на наконечнике отклонителя.

После этого требуется проработать профрезерованный интервал и промыть скважину в течение двух циклов, поднять стартовый фрез из скважины, собрать компоновку.

Спустить в скважину данную компоновку. За 10 м до входа в прорезанное «окно» скорость спуска не должна превышать 0,1 м/с.

Перед началом фрезерования произвести промывку в течение одного цикла.

Проработать прорезанное «окно». Начать фрезерование при нагрузке не более 5 кН с возможным кратковременным увеличением нагрузки до 30 кН. Фрезеровать на глубину 5 м. При этом следует контролировать величину крутящего момента. При наличии подклинок необходимо приподнять инструмент и проработать данный интервал. После завершения процесса фрезерования проработать пройденный интервал и несколько раз поднять и опустить фрезеры для очистки «окна». Затем извлечь компоновку из скважины.

Собрать компоновку для дальнейшего фрезерования колонны:

- оконный фрез диаметром 124 мм;
- колонный и арбузный фрезер диаметром 124 мм;
- спиральные ТБТ – 4 шт.;
- СБТ-73 – до устья.

Спустить данную компоновку в скважину. Начать фрезерование в прежнем режиме. Отрыв от забоя производить через каждые 15 минут работы фрезера. Фрезерование прекратить после 2–5 м проходки. Общая длина фрезерования должна составлять не менее 7 м (в зависимости от длины клин-отклонителя). Несколько раз проработать пройденный интервал до исчезновения подклинок инструмента.

Промывку произвести в течение двух циклов с выравниванием параметров раствора. Для лучшего выноса металлической стружки прокачать высоковязкую пачку раствора в объёме 500 л при подаче насоса 0,012–0,016 м³/с. В том случае, если фрезерование обсадной колонны осуществлялось на биополимерном растворе, прокачивание высоковязкой пачки раствора не обязательно. После этого извлечь компоновку из

скважины. В случае необходимости (зарезка бокового ствола в песчаниках, отсутствие цементного камня за эксплуатационной колонной и др.) производится цементирование клин-отклонителя после второго фрезерования.

Вблизи от схода с клин-отклонителя происходит соскок фрезера с разрушаемой поверхности и выход в открытый ствол. Если при этом жёсткость компоновки недостаточна, образуется уступ, препятствующий в дальнейшем свободному входу долота в новый ствол. В таком случае при калибровке «окна» надо принять меры по увеличению жёсткости компоновки фрезерования и своевременному снятию образовавшегося уступа в районе схода с клин-отклонителя.

Второй вариант забуривания бокового ствола рекомендуется осуществлять путём вырезания части эксплуатационной колонны, установки цементного моста на всю длину вырезанной части и забуриванием бокового ствола с цементного моста. Клин-отклонитель рекомендуется типа КОП-115 (для колонны диаметром 146 мм) производства ООО «БИТТехника» или неизвлекаемый отклонитель компании «EVI-Weatherford» типа «Н» диаметром 114,3 мм.

По данным геофизических исследований скважины выбирается расположение зоны фрезерования, по возможности в плотных устойчивых глинисто-алевролитовых отложениях.

Реальная необходимая длина зоны фрезерования определяется ожидаемой интенсивностью набора кривизны бокового ствола.

Забуривание бокового ствола с цементного моста осуществляется двигателем-отклонителем диаметром 106 мм (127 мм). Забуривание бокового ствола с применением отклоняющих устройств должно проводиться по программе, включающей выбор геометрических размеров КНБК для обеспечения задаваемой интенсивности искривления нового ствола и автоматизированный расчёт проходимости компоновки через прямолинейный участок ствола скважины. Вырезание части эксплуатационной колонны можно осуществлять универсальным вырезающим устройством «УВУ», разработкой ВНИИБТ, секционным фрезерным инструментом фирмы «Grant International» и т.п.

Вырезание участка эксплуатационной колонны производится в два этапа:

- 1) прорезание эксплуатационной колонны;
- 2) фрезерование эксплуатационной колонны.

Прорезание эксплуатационной колонны осуществляется при вращении бурильной колонны ротором с частотой 60–70 мин.⁻¹, расходе промывочной жидкости 0,01–0,012 м³/с и перепаде давления 4–5 МПа в течение 20–30 мин. без подачи инструмента, а затем с подачей инструмента при осевой нагрузке на резцы в пределах 5–15 кН.

Фрезерование колонны производится при осевой нагрузке 15–40 кН, частоте вращения 60–70 мин.⁻¹, перепаде давления 14–16 МПа и расходе 0,012–0,014 м³/с. Перед подъёмом устройства рекомендуется промыть скважину в течение двух циклов. При необходимости заменить резцы и продолжить фрезерование.

Технические характеристики УВУ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики УВУ

Диаметр, мм		Масса устройства, кг	Длина, мм	Присоединительная резьба	Осевая нагрузка на резцы, тонн
корпуса	по раскрытым резцам				
УВУ-114					
114	175	120	1860 ± 10	3-88	4
УВУ-168-А					
138	212 ± 2,3	168 ± 8	1926 ± 11	3-88	4

Профиль проводки боковых стволов

Одним из условий эффективности разработки месторождения БС является качественное проектирование их траектории.

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

Типы профилей делятся на две группы. К первой относятся профили обычного типа, представляющие кривую линию, расположенную в одной плоскости; ко второй – профили пространственного типа, представляющие пространственную кривую линию.

Основными составляющими элементами профиля наклонно-направленного бокового ствола 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.

При отклонениях от основного ствола до 300 м в зависимости от глубины залегания продуктивного пласта возможно проектирование бурения боковых стволов по трёхинтервальному профилю, содержащему вертикальный участок (основной ствол), участок набора зенитного угла и участок естественного снижения угла (или стабилизации).

Все рассмотренные выше виды профиля проектируются в одной плоскости, т.е. являются плоскими. При проводке БС в сложных горно-геологических условиях, когда геологические факторы оказывают значительное воздействие на траекторию БС, используют профили пространственного типа, предусматривающие участок с естественно изменяющимся зенитным углом и азимутом. Проектирование такого профиля предполагает расчёт координат места зарезки БС относительно координат проектной точки забоя с использованием выявленных закономерностей зенитного угла и азимутного искривления скважины, либо забуривания участка начального искривления отклонителем в азимуте, учитывающим закономерности естественного искривления скважины при дальнейшем бурении.

При определении профиля БС следует руководствоваться возможностью его выполнения, т.е. соответствие современному уровню техники и технологии, а также оптимальному сочетанию входных и выходных параметров.

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

Профили проектируются плоскостными или пространственными.

Требования к исходным данным, необходимым для проектирования бокового ствола:

- достоверность пространственного положения эксплуатационной колонны;
- достоверность положения эксплуатационного объекта;
- оценка погрешностей расчёта определяемых параметров трассы БС на основе технической точности измерительных систем, статистических расчётов;
- достаточная степень свободы варьирования значений входных параметров для сходимости оптимизационной процедуры построения траектории БС. Основные исходные параметры должны быть отражены в техническом задании на составление проектной документации на строительство БС.

Минимальный отход точки входа в пласт от вертикальной проекции точки забуривания ограничивается максимально допустимой интенсивностью искривления и величиной зенитного угла в месте забуривания.

Конструкция боковых стволов

БС проектируются к бурению из скважин, обсаженных колоннами с диаметром 146 мм и 168 мм. Для боковых стволов рекомендуются обсадные трубы потайных колонн («хвостовиков») диаметром 88,9 мм, 101,6 мм и 110 мм (114,3 мм) соответственно. Размеры обсадных труб приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Размер обсадных труб

Диаметр трубы, мм		Диаметр муфты, мм	
наружный	внутренний	наружный	внутренний
88,9	76,0	107	76
101,6	88,6	110	90
110,0	97,0	117	98,5
114,3	99,6	127	101,1

Боковой ствол может быть представлен тремя вариантами конструкции эксплуатационного забоя:

- 1) открытого типа со спуском фильтров для горизонтальных скважин (ФГС);
- 2) открытого типа с комплексом регулируемого разобщения интервалов горизонтального забоя (многopakерной системой);
- 3) закрытого типа со сплошным цементированием «хвостовика», включая интервал горизонтального участка.

Конструкция открытого типа предусматривает установку пакера (ПДМ) или пакера-манжеты и манжетное цементирование. При конструкции эксплуатационного забоя закрытого типа осуществляется сплошное цементирование «хвостовика» в одну ступень.

Заканчивание БС предусматривает обсаживание пробуренного ствола «хвостовиком» с подвеской его в эксплуатационной колонне основного ствола на специальном клиновом устройстве с пакером. Вверх «хвостовика» должен находиться в эксплуатационной колонне основного ствола выше зоны фрезерования.

В случае открытого эксплуатационного забоя «хвостовик» включает:

- посадочный адаптер;
- подвеску «хвостовика»;
- обсадные трубы;
- пакер с муфтой манжетного цементирования или пакер-манжету;
- фильтры (ФГС) или комплекс регулируемого разобщения (многopakерную систему);
- центраторы;
- башмак.

В случае закрытого эксплуатационного забоя конструкция «хвостовика» следующая:

- посадочный адаптер;
- подвесное устройство;
- обсадные трубы;
- центраторы;
- стоп-кольцо;
- обратный клапан;
- перфорированный патрубок;
- башмак.

После проработки ствола скважины и сборки «хвостовика» вместе с посадочным устройством и разъединителем производится спуск колонны на бурильных трубах.

При достижении башмаком «хвостовика» интервала забурирования осуществляется промежуточная промывка.

При достижении требуемой глубины (забоя) осуществляются подвеска и разгрузка «хвостовика» в эксплуатационной колонне с помощью клинового устройства. Разгрузкой и натяжкой на вес «хвостовика» проверяется фиксация его клиновой подвеской.

Затем производится рассоединение бурильной колонны с «хвостовиком» путём её вращения. При необходимости эту операцию можно выполнять после окончания цементирования.

После отсоединения установочного инструмента от «хвостовика» осуществляются закачка и затверждение расчётного количества цементного раствора.

Перед тампонажным раствором закачивается буферная жидкость. В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать техническую воду с добавкой 0,2 % НТФ, а также ПАВ в количестве 0,6 %.

«Хвостовик» крепится цементным раствором с плотностью не менее 1800 кг/м³ или материалом, соответствующим ему по всем параметрам качества. Тампонажный раствор рекомендуется обрабатывать реагентом «Tylose E-29651» из расчёта 0,25–0,30 % реагента от массы сухого цемента или другими понизителями водоотдачи. При приготовлении цементного раствора обязательно применять осреднительную ёмкость. В качестве перспективных тампонажных растворов для крепления рекомендуются составы на базе направляющих добавок.

Процесс цементирования осуществляется с использованием компонентов продавочных пробок, обеспечивающих качество и надёжность технологического процесса крепления и раскрытия пакерующих элементов в случае эксплуатационного забоя БГС открытого типа (ПДМ, многопакерная система и т.п.), в соответствии с инструкциями применяемых технических средств и технологий.

После окончания цементирования посадочный инструмент поднимается до выхода из сальникового узла, и скважина промывается выше верха «хвостовика».

После промывки скважины от цементного раствора приводится в действие пакерующий элемент подвески «хвостовика».

Ниже рассчитано крепление хвостовика скважины № 2182 куст 371 с использованием разъединителя ТГС-101,3 «УДОЛ»:

Исходные данные:

Диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}$	168 мм
Толщина стенок	8,94×7,32×10,6 мм
Диаметр хвостовика	101,6 мм
Толщина стенки	6,5 мм
Диаметр СБТ	73 мм
Длина СБТ	2020 м
Толщина стенки	9,19 мм
Текущий забой	2326 м
Длина открытого ствола	256 м
Длина хвостовика	306 м
Диаметр открытого ствола	123,8 мм
Длина цементируемой части хвостовика	267 м

1. Спустить в скважину компоновку низа хвостовика, собранную в следующей последовательности:

- башмак ТГС-106,1;
- обсадная труба 101,6 ОТТО длиной 11 м (1 шт.);
- перфорированный фильтр диаметром 101,6 мм, длиной 30–33 м с отверстиями 8 мм, расположенными по спирали (3 шт.);
- перевёрнутый обратный клапан «УДОЛ»;
- манжетный переводник МП-102 в интервале 2290–2285 м;
- перфорированный патрубок диаметром 101,6 мм и длиной 0,5 м;
- обратный клапан «УДОЛ»;
- стоп-кольцо.

2. Спустить компоновку низа в скважину и посадить на клинья.

3. Начать спуск обсадной колонны диаметром 101,6 мм. Долив произвести после установки обратных клапанов через 200 м колонны и всех труб. Все резьбы герметизируются лентой ФУМ.

4. Пружинный фонарь установить над манжетой и под разъединителем.

5. Собрать в голове хвостовика разъединительное устройство «УДОЛ». При завороте устройства запрещается вращать лево-правый переводник. Залить воронку отработанным маслом.

6. Начать спуск хвостовика на СБТ. Скорость спуска не более 0,5 м/с.

7. В процессе спуска хвостовика необходимо производить долив через каждые 250 м спущенных СБТ.

8. За два часа до начала цементной заливки произвести расстановку и обвязку цементирующей техники.

9. Спуск прекратить, не доходя до забоя 5 м, определиться с замером труб. Замерить и записать вес инструмента при ходе вверх и вниз.

10. Посадить компоновку на текущий забой с промывкой (посадка 30 кН). Определиться с мерой инструмента, используя подгоночные патрубки, добиться захода муфты квадрата в ротор при разгрузке хвостовика на забой – не более 1 м.

11. Промыть скважину в течение 1 цикла.

12. Разгрузить хвостовик на забой на вес хвостовика.

13. Начать отворот в левом переводнике. Число оборотов не менее 25 с учётом пружины инструмента.

14. Приподнять инструмент не более чем на 3 м, убедиться в потере веса хвостовика.

15. Посадить СБТ на клинья.

16. Отвернуть квадрат.

17. Установить в цементирующую головку верхнюю продавочную пробку.

18. Навернуть цементирующую головку, предварительно проверив её исправность.

19. Смонтировать шарнирную линию общей длиной не менее 6 м.

20. Присоединить к головке линию цементирования.

21. Опрессовать линию цементирования на 18 МПа.

22. Приготовить цементирующий раствор в расчётном количестве с добавлением замедлителя схватывания.

23. Закачать буферную жидкость 3 м³ – раствор плотностью 1020 кг/м³ с 0,1 % ПАВ.

24. Закачать расчётный объём цементного раствора.

25. Закрыть кран линии цементирования на цементирующей головке.

26. Сразу же открыть центральный кран цементирующей головки и отпустить верхнюю цементирующую пробку вслед за цементом.

27. Незамедлительно начать прокачку продавочной жидкости с максимально возможным расходом, догоняя цемент.

28. Прокачав 90 % расчётного объёма первой порции продавочной жидкости, снизить производительность агрегата и на пониженной скорости прокачать до появления роста давления.

29. Повышением давления добиться срезки штифтов нижней цементирующей пробки.

30. Прокачать вторую расчётную порцию продавочной жидкости. Последние 200 л прокачать на пониженной скорости, лова «СТОП». Запрещается повышать расчётное количество второй порции продавки более чем на 100 л.

31. При возрастании давления на 5 МПа выше текущего остановить продавку. Отсутствие падения давления укажет на герметичность стоп-кольца и обсадной колонны.

32. Сбросить давление, добиваясь закрытия обратных клапанов. Отсутствие перетока из гусака агрегата укажет на герметичность клапанов.

33. Повысить давление в трубах до 6 МПа. Поднять инструмент до выхода пакера из воронки. Падение давления укажет на отсоединение от хвостовика.

34. Общее время работы с пункта 22 по пункт 33 включительно не должно превышать 75 % от времени схватывания цементного раствора.

35. Начать вымыв излишков цементного раствора из скважины с производительностью не менее 8 л/с.

36. По окончании вымыва цемента поднять 5 свечей ОЗЦ.

Бурение боковых стволов

Выбор породоразрушающего инструмента и гидравлического забойного двигателя осуществляется с учётом физико-механических свойств горных пород.

Тип долота выбирается в зависимости от твёрдости и абразивности разбуриваемых пород. Горные породы Западной Сибири, в том числе района нефтяных залежей ОАО «Сургутнефтегаз», представлены чередованием глин, аргиллитов, алевролитов и песчаников. В таблице 4 приведены сводные результаты испытаний горных по-

род на твёрдость методом вдавливания штампа на одноосное сжатие и абразивность в интервале глубин 691–3087 м. В таблице 5 представлены категории твёрдости пород.

Таблица 4 – Сводные результаты испытаний горных пород в интервале глубин 691–3087 м

Горная порода	Твёрдость, МПа	Предел текучести, МПа	Показатель абразивности, мг/мин.	Класс абразивности
Глина	–	0,6–2,4	2–10	I–II
Аргиллиты	4,4–21,0	3,0–18,2	2–18	I–III
Алевролиты	2,9–18,2	2,1–16,4	2–30	I–IV
Песчаники	1,4–23,4	0,9–21,3	10–165	111–VIII

Таблица 5 – Твёрдость горных пород

Наименование горных пород	Категория твёрдости пород
Аргиллиты	V
Песчаники и алевролиты с карбонатно-глинистым цементом	VI
Песчаники и алевролиты с глинистым цементом	V
Алевритовые глины	IV

В таблице 6 приведены рекомендуемые области применения породоразрушающего инструмента по категориям твёрдости и абразивности.

Таблица 6 – Область применения породоразрушающего инструмента по твёрдости и абразивности

Тип долота	Категория твёрдости пород	Категория абразивности пород
МЗ	III–IV	IV–V
МС	III–IV	III–IV
МСЗ	IV–V	V–VI
С	III–IV	IV–V
СЗ	IV–V	V–VI

Разбивка геологического разреза месторождений на характерные интервалы буримости приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Интервалы буримости

Номер интервала	I	II	III
Интервал, м	400–1160	1160–2020	2020–2800
Категория породы по промышленной классификации	М, МС	МС, С	С
Стратиграфический разрез, от – до	люлинворская – верхнепокурская	нижнепокурская – вартовская	мегионская – тюменская

С целью обеспечения условий качественного крепления «хвостовика» и, прежде всего, в интервале залегания водогазонасных пластов, рекомендуется в случае необходимости перед спуском «хвостовика» производить расширение бокового ствола гидравлическим раздвижным расширителем РРГ-114/146 (Уфимское НПП «Азимут») или осуществлять бурение с одновременным расширением бокового ствола скважины бицентричным долотом У-120×142 SR-544 (У-144×160 SR-544).

Выбор типоразмера гидравлического забойного двигателя осуществляется, исходя из физико-механических свойств разбуриваемых пород и требуемого момента на валу для их разрушения.

Диаметр СБТ выбираются 73 мм и 89 мм, а УБТ (гладкостенных или спиральных) равными 89 мм и 108 мм соответственно для скважин с обсадными колоннами диаметром 146 мм и 168 мм.

Компоновки низа бурильной колонны (КНБК) выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля бокового ствола с учётом беспрепятственного прохождения их в различных интервалах ствола скважины. На рисунке 1а дана типичная компоновка низа бурильной колонны для набора зенитного угла скважины. Роторная компоновка для набора зенитного угла требует прогиба утяжелённой бурильной трубы между первым и вторым центраторами. Прогиб приводит к наклону долота и созданию боковой силы на долоте, направленной в сторону верхней стенки ствола. Интенсивность набора зенитного угла для этой компоновки увеличивается с увеличением расстояния между первым и вторым центраторами. По мере увеличения расстояния между центраторами будет увеличиваться прогиб бурильной трубы, тем самым, увеличивая наклон долота и боковую силу на долоте (рис. 2). Когда прогиб утяжелённых бурильных труб увеличится до того, что они коснутся нижней стенки скважины, наклон долота и боковая сила на долоте достигнут своих максимальных значений; что даст максимальную интенсивность набора зенитного угла этой компоновки. Увеличение расстояния между центраторами сверх этого расстояния приведёт к увеличению длины контакта между утяжелёнными бурильными трубами и стенкой скважины. Дальнейшего увеличения интенсивности набора зенитного угла не произойдёт. Вообще говоря, утяжелённые трубы будут прогибаться, касаясь стенки скважины в том случае, когда расстояние между центраторами больше 18 м. Величина прогиба будет также зависеть от диаметра скважины по сравнению с диаметром утяжелённой бурильной трубы, диаметра центраторов по отношению к диаметру скважины и нагрузки на долото.

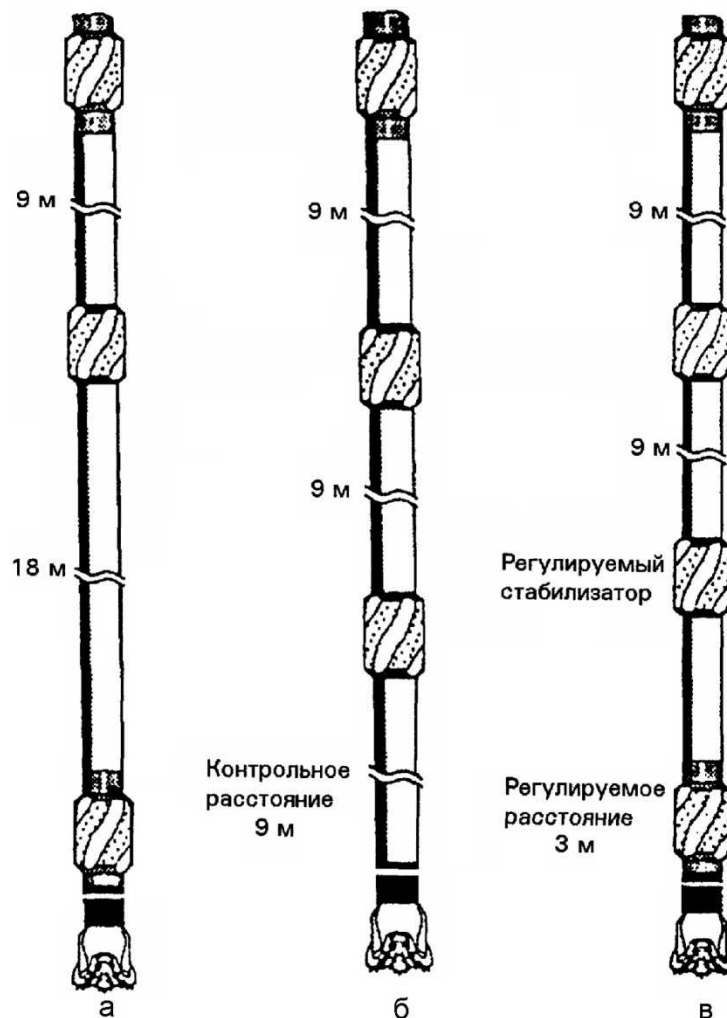


Рисунок 1 – Компоновки низа бурильной колонны:

- а – типовая компоновка низа бурильной колонны для набора зенитного угла;
- б – типовая маятниковая компоновка, или компоновка для участков падения зенитного угла;
- в – увеличение расстояния между первым и вторым центраторами

На рисунке 1б показана типовая маятниковая компоновка, или компоновка для участка падения зенитного угла. Роторная компоновка для изменения зенитного угла требует, по крайней мере, одного центратора, но часто включает три центратора. Интенсивность падения зенитного угла для этой компоновки регулируется путём:

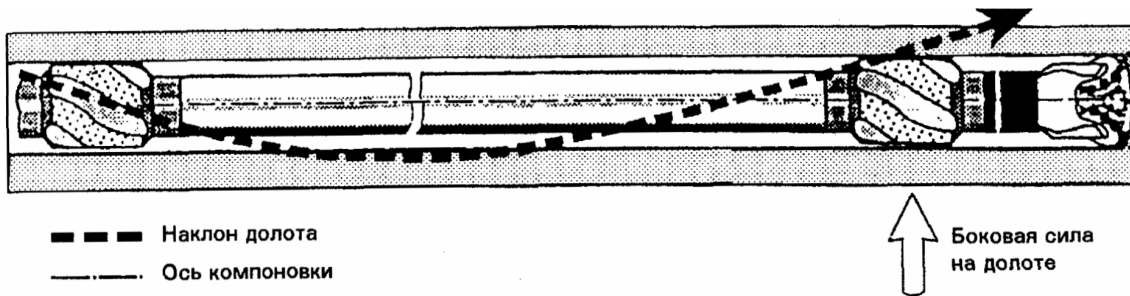


Рисунок 2 – Схема действия боковой силы на долоте

- Изменения расстояния между долотом и первым центратором. Если расстояние между долотом и первым центратором увеличивается, сила тяжести прижимает долото к нижней стенке скважины, увеличивая направленные вниз наклон долота и боковую силу на долоте. Если расстояние между долотом и первым центратором слишком велико, долото начнёт изгибаться вверх и интенсивность падения зенитного угла достигнет максимума. Обычно расстояние между долотом и первым центратором будет примерно 9 м. Интенсивность падения зенитного угла будет также зависеть от диаметра скважины относительно диаметра утяжелённых бурильных труб и диаметра центратора и нагрузки на долото.

- Увеличения расстояния между вторым и третьим центраторами. Это расстояние должно быть достаточно большим, чтобы дать возможность образоваться прогибу утяжелённых бурильных труб, что позволит утяжелённым бурильным трубам между первым и вторым центраторами изогнуться вверх (рис. 1в). Если расстояние между первым и вторым центраторами слишком велико, утяжелённые бурильные трубы будут прогибаться к нижней стенке скважины вместо того, чтобы изгибаться вверх. Это приведёт к формированию компоновки для увеличения зенитного угла вместо компоновки для уменьшения зенитного угла. Вообще расстояние между первым и вторым центраторами должно быть 9 м, а расстояние между вторым и третьим центраторами должно быть примерно 18 м. Интенсивность падения зенитного угла для компоновки достигнет максимума в том случае, когда расстояние между вторым и третьим центраторами позволит утяжелённым бурильным трубам провиснуть и коснуться стенки скважины. Интенсивность падения зенитного угла будет также зависеть от нагрузки на долото и диаметра центраторов и утяжелённых бурильных труб относительно диаметра скважины.

- Уменьшения диаметра первого центратора. Его эффект будет небольшим по сравнению с двумя первыми факторами. Влияние диаметра центратора будет зависеть от диаметра центратора и утяжелённых бурильных труб относительно диаметра скважины и нагрузки на долото.

С целью снижения вероятности возникновения осложнения в процессе бурения в связи с проворачиванием компоновки ротором и с учётом опыта бурения горизонтальных скважин диаметром 215,9 мм на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» ТБТ предлагается устанавливать согласно расчётам программы PLANIT. При бурении горизонтального участка ТБТ ставить вслед за забойным двигателем нецелесообразно.

Для скважин с обсадной колонной диаметром 146 мм рекомендуются следующие компоновки:

- при выходе из колонны, бурении интервалов набора параметров кривизны, бурении горизонтального участка: долото III 124 СЗ-ЦАУ R-204, винтовой забойный двигатель ДО-106, безопасный переводник, обратный клапан, телеметрическая система, расчётное количество СБТ-73 – остальное;

- при бурении интервала стабилизации: долото III 124 СЗ-ЦАУ R-204, винтовой забойный двигатель ДО-106 со стабилизирующим элементом, безопасный переводник, обратный клапан, телеметрическая система, расчётное количество СБТ-73, ТБТ общей длиной 50–100 м, СБТ-73 – остальное;

- при проработке БГС: райбер диаметром 118 мм, калибратор диаметром 123,8 мм, расчётное количество СБТ-73, ТБТ общей длиной 50–100 м, СБТ-73 – остальное.

Для эксплуатационной колонны диаметром 168 мм рекомендуются следующие компоновки:

- при выходе из колонны, бурении интервалов набора параметров кривизны, бурении горизонтального участка: долото III 144 СЗ ГАУ R-203, винтовой забойный двигатель ДО-106, безопасный переводник, обратный клапан, телеметрическая система, расчётное количество СБТ-89, ТБТ общей длиной 25–50 м, СБТ-89 – остальное;

- при бурении интервала стабилизации: долото III 144 СЗ ГАУ R-203, винтовой забойный двигатель ДО-106 со стабилизирующим элементом, безопасный переводник, обратный клапан, телеметрическая система, расчётное количество СБТ-89, ТБТ общей длиной 25–50 м, СБТ-89 – остальное;

- при проработке БС: райбер диаметром 130 мм, калибратор диаметром 144 мм, расчётное количество СБТ-89, ТБТ общей длиной 25–50 м, СБТ-89 – остальное.

Режимы и технология бурения наклонно-направленного и горизонтального участков ствола скважины рекомендуются следующие:

- расход бурового раствора выбирается из условий качественной очистки ствола скважины, а также в зависимости от энергетической характеристики гидравлического забойного двигателя (табл. 8).

Минимально необходимая (критическая) скорость восходящего потока определена в соответствии с рекомендациями.

Таблица 8 – Рекомендуемый расход бурового раствора

Расход бурового раствора, л/с	Диаметр колонны, мм				Тип забойного двигателя
	146		168		
	Диаметр стальных бурильных труб, мм				
	73		89		
	Скорость восходящего потока, м/с				
	минимальная	расчётная	минимальная	расчётная	
6–10	0,9	1,1	0,9	0,9	ДО-106
15,0	–	–	0,9	1,3	Д1-127

Осевая нагрузка на долото должна обеспечивать получение максимальной механической скорости и не превышать максимально допустимую величину для данных типоразмеров долот (табл. 9). Техническая характеристика насосной системы установки «Cardwell» фирмы «Gardner Denver» приведена в таблице 10.

Таблица 9 – Рекомендуемые типоразмеры долот

Диаметр обсадной колонны, мм		Типоразмер долота	Допустимая нагрузка, тонн
наружный	внутренний		
146	126–132	III 120,6 СЗ-ЦАУ R-173	9
		III 124 СЗ-ЦАУ R-204	11
		У-120×142 SR-544	8
		III 123,8 SRT-20	11
		III 123,8 SRT-1	8,5
168	150–154	III 144 СЗ-ГАУ R-203	14
		У-120×142 SR-544	8
		У-144×160 SR-544	9,5

Таблица 10 – Насосная система установки «Cardwell» фирмы «Gardner Denver»

Диаметр цилиндрических втулок, мм	Число двойных ходов в минуту	Допустимое давление, МПа	Производительность, м ³ /с
102	50	28,1	0,00412
	100	24,3	0,00822
	150	16,2	0,01233
	175	14,1	0,01438
127	50	28,1	0,00643
	100	15,6	0,01287
	150	10,4	0,01930
	175	8,9	0,02252
152	50	27,1	0,00926
	100	10,8	0,01853
	150	7,2	0,02779
	175	6,2	0,03242

В качестве очистного оборудования предлагается использовать вибросито, илоотделитель или импортные ситогидроциклонные установки.

Технология бурения интервала набора параметров кривизны и горизонтального участков БС рекомендуется следующая:

- спустить компоновку, предназначенную для выхода из колонны, на 5–10 м ниже прорезанного интервала и восстановить циркуляцию промывочной жидкости при малой подаче насоса;
- в процессе промывки скважины сделать замер параметров бурового раствора и в случае их отклонения от проектных значений произвести обработку химическими реагентами;
- при прохождении «окна» с целью недопущения заклинивания бурильного инструмента следить за его посадками;
- произвести ориентирование двигателя-отклонителя с помощью телеметрической системы;
- приработать долото в течение 5–15 мин. с нагрузкой 5 кН и продолжить дальнейшее углубление скважины.

После отхода от основного ствола скважины на 3–4 м перед каждым очередным наращиванием бурильного инструмента для устранения возможных осложнений, уступов, посадок и затяжек провести проработку пробуренного интервала с вращением ротора. Если фактическая интенсивность набора параметров кривизны превышает проектную, необходимо чередование ориентировочного и неориентировочного (с вращением ротора 50–60 мин.⁻¹) режимов бурения. При этом угол перекоса забойного двигателя не должен превышать 1 град. 40 мин.

Допускается бурение участков стабилизации и горизонтального забойным двигателем с углом перекоса 1 град. 40 мин. (с вращением ротора 50–80 мин.⁻¹). При этом в случае необходимости корректируются параметры кривизны.

Это позволяет сформировать плавную траекторию ствола скважины, а также улучшить вымывание шлама и снизить вероятность возникновения осложнений.

При завершении долбления ствол скважины промывается в течение одного цикла с одновременным расхаживанием бурильного инструмента на длину ведущей трубы и выравниванием параметров бурового раствора до проектных значений.

После достижения проектного забоя скважина прорабатывается от интервала забуривания до забоя компоновкой, включающей райбер диаметром 118 мм, калибратор диаметром 123,8 мм, расчётное количество СБТ-73, ТБТ-89, СБТ-73 – остальное с одновременным вращением ротора со скоростью не более 80 мин.⁻¹.

В случае необходимости при проработке бокового ствола допускается установка в КНБК двух калибраторов.

С целью недопущения забуривания нового ствола при проработке инструмент подаётся непрерывно с равномерной нагрузкой 20–30 кН. Скорость проработки устанавливается в зависимости от сложности прорабатываемого интервала. Перед спуском бурильного инструмента проверяется качество сборки забойного двигателя согласно правилам его эксплуатации.

При каждой смене долота производится его тщательный осмотр. Проверяются шаблонами наружные диаметры калибрующих и стабилизирующих элементов КНБК. При необходимости производят смену с последующей проработкой интервала последующего долбления.

В процессе углубления скважины постоянно ведётся наблюдение за количеством выносимого шлама. В случае прекращения выноса шлама или уменьшения его количества углубление забоя необходимо прекратить, а скважину промыть в течение одного цикла с расхаживанием инструмента.

В случае появления посадок или затяжек бурильного инструмента при проведении спускоподъёмных операций (СПО) необходимо проработать зоны сужения до их полного устранения. Особое внимание уделять прохождению компоновки низа бурильной колонны интервала забуривания.

Запрещается оставлять бурильный инструмент в скважине без движения и циркуляции более 5 мин.

Перед спуском «хвостовика» после проработки ствола скважину промыть в течение двух циклов с выравниванием параметров бурового раствора до проектного значения.

Промывочные жидкости

При бурении БС к технологии промывки предъявляются следующие требования:

- способность промывочной жидкости к выносу на поверхность металлических опилок (стружки) во время фрезерования секции («окна») в обсадной колонне;
- сохранение устойчивости ствола скважины;
- обеспечения выноса шлама и недопущение прихвата бурильного инструмента;
- создание крутящего момента ГЗД;
- сохранение коллекторских свойств при вскрытии и бурении продуктивного пласта;
- экологическая безопасность применяемых растворов и химреагентов.

Промывка при строительстве БС разделяется на несколько этапов, включающих:

- глушение скважины солевым раствором;
- вырезание секции («окна») в обсадной колонне на солевом растворе;
- забуривание и бурение бокового ствола до горизонтального участка;
- бурение эксплуатационного горизонтального участка.

При вырезании секции колонны расход промывочной жидкости должен составлять 10–15 м³/с. В процессе вырезания с целью выноса металлических опилок (стружки) фрезерования колонны рекомендуется приостанавливать через каждые 1,0–1,5 м. Для качественной очистки промывочной жидкости в компоновку бурильного инструмента необходимо включать металлошламоуловитель. В циркуляционной системе обязательно устанавливать магнитный уловитель металлических стружек.

При смене КНБК перед подъёмом инструмента, а также после завершения вырезания секции («окна») рекомендуется производить промывку скважины в течение 2 циклов. Для полной очистки забоя от обломков цемента, металлических опилок и выбуренной породы предлагается прокачивать 0,5 м пачки промывочной жидкости с условной вязкостью 80–90 с. Высоковязкая пачка раствора приготавливается из КМЦ и полиакриламида.

Для нейтрализации действия цемента жидкость обрабатывается кальцинированной содой в количестве 0,2 % от объёма раствора.

Очистка скважины от шлама определяется в основном двумя факторами: скоростью восходящего потока и динамическим напряжением сдвига бурового раствора. Длительные промысловые наблюдения позволили установить, что для удовлетворительного гидротранспорта шлама из скважины на дневную поверхность ламинарным потоком в поверхностной системе достаточно иметь динамическое напряжение сдвига, не приводящее к заметному улучшению очистки скважины от шлама. Погрешность в

оценке диаметра скважины и размера шлама может приводить к серьёзным ошибкам при оценке выносящей способности раствора и достаточности его структурно-механических показателей.

Общими рекомендациями по поддержанию ламинарности потока в интервалах наклонного участка скважины можно считать:

- относительно высокое начальное статическое сопротивление сдвигу, обеспечивающее суспензирование шлама в статических условиях;
- высокие реологические свойства при низкой скорости сдвига, обуславливающие качественную очистку кольцевого пространства ствола скважины.

При забурировании и бурении бокового ствола до продуктивного пласта могут быть рекомендованы рецептуры буровых растворов на основе:

- солевого раствора;
- КМЦ + ГКЖ + смазочная добавка (СИБ-ЭСТ);
- акриловых полимеров Poly-Кем-D + КМЦ + НТФ.

Приготовление бурового раствора на основе КМЦ + ГКЖ:

– свойства раствора:	
плотность, кг/м ³	1000–1240
условная вязкость, с	25–30
водоотдача, см ³ /30 мин.	5–8
СНС 1/10, дПа	12–60/27–90
рН	8–9

Приготовление рецептуры бурового раствора с использованием акриловых полимеров:

– свойства раствора:	
плотность, кг/м ³	100–1140
условная вязкость, с	25–27
водоотдача, см ³ /30 мин.	< 6
СНС 1/10, дПа	10–15/15–20

При необходимости плотность бурового раствора повышается путём ввода утяжелителя (карбонатного наполнителя, мела и т.п.) либо увеличением концентрации солей.

Для вскрытия и бурения продуктивных горизонтальных участков рекомендуются растворы на основе биополимерных систем (например, IKF, FLO-PRO и т.п.)

Биополимерная система ИКАРБ, имеющая в своём составе ХВ-полимер, обеспечивает высокий уровень сохранения коллекторских свойств. Компоненты системы подобраны особым образом, что позволяет получить растворы с минимальной фильтрацией и уникальными реологическими свойствами. При высоких градиентах сдвига (истечение из насадок долота, движение в гидроциклонах и т.д.) эффективная вязкость остаётся минимальной. Подобные реологические свойства позволяют раствору полностью выносить выбуренный шлам из наклонной и горизонтальной частей ствола скважины.

Соли щелочноземельных металлов, входящие в состав раствора, придают ему ингибирующие свойства. Концентрация и тип соли подбирается таким образом, чтобы обеспечить нужную ингибирующую способность фильтрата.

Применение в данной системе мраморной крошки (фракционный состав подбирается с учётом коллекторских свойств пласта) в сочетании с высокомолекулярными полимерами способствует созданию на стенках скважины тонкой малопроницаемой фильтрационной корки, препятствующей проникновению фильтрата раствора на большую глубину.

Состав системы (кг/м ³):	
ХВ-полимер	2,5
РАС XL/R	3,5
ИКР	8
карбонатный утяжелитель	100
каустическая сода	1
ИКЛУБ	2,5
ИКФАК	1

Показатели бурового раствора:	
плотность, кг/м ³	1080–1120
условная вязкость, с	25–35
водоотдача, см ³ /30 мин.	4–6
пластическая вязкость, сПз	10–15
динамическое напряжение сдвига, дПа	50–80
рН	8,5–10,5

В качестве дополнительного варианта рекомендуется ингибирующая полимерная система ЭКОФЛЮИД, имеющая в основе реагенты ИКДЖЕЛЬ, ИКР-Н в сочетании с хлористым калием.

Состав системы (кг/м ³):	
ИКДЖЕЛЬ	20
ИКР-Н	20
ИККАРБ 50/75	75
КСІ	50
ИКРОС	3
Каустик	4

Показатели бурового раствора:	
плотность, кг/м ³	1050
ДНС, дПа	80
СНС, дПа	40/60
водоотдача, см ³ /30 мин.	4
рН	9

Для получения достаточной и достоверной геофизической информации бурения интервала входа в коридор допуска и наклонного участка БС осуществляется с применением буровых ингибированных (в том числе и минерализованных) растворов, обеспечивающих надёжную работу электрических методов геофизических исследований.

Очистка бурового раствора осуществляется оборудованием, входящим в состав циркуляционных систем, например, НЦ-1, НЦ-2, НЦ-3 и др., а также импортных.

Расчёт проводки бокового ствола с телеметрическим сопровождением на скважине № 3569 куст № 420

Проектные данные:	
Глубина пласта по вертикали	2092,16 м
Амплитуда ствола ротора	66,87 м
Абсолютная отметка кровли пласта	2025,29 м
Параметры «окна»:	
глубина резки	2127,0 м
зенитный угол	30,62 град.
азимут	209,65 град.
Параметры цели:	
смещение	866 м
дирекционный угол	202,7 град.
зенитный угол входа в пласт	55 град.
глубина цели по вертикали	2025,29 град.
Длина участка бурения после входа в пласт	100 м
Магнитное отклонение	17,7 град

Выполняемые работы:

1. Выполнить расстановку оборудования телеметрической партии на кустовой площадке, установить и закрепить датчики давления, глубины и выключатель «мёртвого конца» на буровой установке.

2. Каждый спуск телеметрической системы в скважины производить при достижении проектных параметров бурового раствора согласно плану работ буровой бригады и отсутствию в буровом стволе металлической стружки.

3. Ориентированная установка клин-отклонителя выполняется следующей компоновкой:

- клиновый отклонитель;
- центратор клина-отклонителя;
- телеметрическое оборудование.

Установить отклонитель на 90 град. влево относительно направления ствола скважины на глубине 2133 м.

4. Ориентированное бурение второго ствола скважины с телеметрической системой выполнить в соответствии с проектным профилем.

5. Бурение выполнять компоновкой:

- долото 123,8 мм;
- калибратор У-123,8 КС;
- забойный двигатель ДО-106 с углом перекоса 1 град.;
- безопасный переводник;
- телеметрическая система;
- СБТ до устья.

6. При проводке бокового ствола после каждого замера выполнять проверку сходимости проектного и фактического профилей, а также полученных данных в программах PC DWD и PLUTO (PLANIT).

7. При недоборе интенсивности в интервалах набора кривизны по согласованию с начальником ИТС и мастером бригады бурения произвести замену забойного двигателя на двигатель с большим углом перекоса.

8. В зависимости от фактического профиля второго ствола допускается изменение интервалов набора кривизны и стабилизации по согласованию с геологической службой УЗСБ.

Интенсивность пространственного искривления выражается в градусах на 10,00 м. Отход был вычислен по азимуту $199,949^\circ$ (Ист.) на основе вычислений минимальной кривизны. На измеренной глубине 2559,22 м смещение забоя равно 783,53 м, азимут $199,949^\circ$ (Ист.).

Смещение цели – 866 м;

Дирекционный угол – 203,7 град.;

Глубина кровли пласта АС10 по вертикали (абс.) – 2025,29 м;

Глубина цели по вертикали (абс.) – 2030 м;

Глубина конечной точки по вертикали (абс.) – 2047,36 м;

Угол входа в пласт – 80 град.

Технология вскрытия продуктивного пласта

Одним из основных условий эффективности бурения БС является применение методов вскрытия продуктивных пластов, обеспечивающих сохранение естественного состояния коллектора и, следовательно, потенциальных добывающих возможностей скважин.

В процессе вскрытия продуктивных пластов бурением производится снижение их естественной проницаемости в результате взаимодействия с буровыми растворами. Степень воздействия факторов, влияющих на ухудшение естественных коллекторских свойств пласта, различна и зависит от физико-химических свойств бурового раствора, пластового флюида, перепада давления в системе «скважина – пласт», коллекторских свойств продуктивного пласта, его литологической характеристики и времени воздействия раствора.

На фильтрационные характеристики коллектора оказывают влияние следующие факторы:

- закупоривание поровых каналов дисперсной фазой растворов и шламом выбуренной породы;
- набухание и диспергирование глинистых минералов, содержащихся в коллекторе;
- тип глинистого минерала, степень его дисперсности, природообменных катионов и свойства фильтрата;

- сужения поровых каналов вследствие образования абсорбционно-гидратных слоёв;
- образование в коллекторе устойчивых эмульсий или газовых дисперсий;
- образование твёрдых нерастворимых осадков в результате химического взаимодействия фильтрата и компонентов растворов с пластовыми флюидами;
- миграция твёрдых частиц, отрывающихся от поверхности поровых каналов под воздействием фильтратов растворов, по каналам пласта и сужение их проходного сечения при осаждении частиц;
- продолжительность вскрытия продуктивного пласта;
- количество проникшей в пласт воды.

В настоящее время все существующие типы буровых растворов в большей или меньшей степени ухудшают коллекторские свойства в призабойной зоне пласта (ПЗП). Возможно несколько способов управления процессом формирования ПЗП:

- 1) сохранение естественного состояния ПЗП (вскрытия продуктивного пласта на депрессии или на равновесии);
- 2) изоляция призабойной зоны, которая преодолевается перфорацией;
- 3) временная изоляция, которая затем разрушается (механическим или химическим способом).

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность механической скорости бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью.

Наиболее перспективными для вскрытия продуктивного пласта в настоящее время являются растворы на основе биополимерных систем (например, IKF, FLO-PRO и т.п.).

Вскрытие продуктивного пласта должно проводиться в короткие сроки с минимально возможными по времени промывками. Количество СПО должно быть минимальным, наилучшим является вскрытие пласта за одно долбление. Скорость спуска бурильной колонны (не более 1 м/с) должна предотвращать возникновение дополнительных колебаний гидродинамических давлений.

На величину зоны проникновения фильтрата в пласт оказывает влияние перепад между пластовым и забойным давлениями, который при различных технологических операциях может изменяться от минимального (при статических условиях) до максимального (в процессе спускоподъёмных операций или при интенсивной промывке скважины).

Минимальная плотность бурового раствора при бурении в условиях репрессии на пласт определена требованиями безопасности и зависит от глубины скважины, вида флюида во вскрываемых пластах и коэффициента аномальности пластового давления. Условия разбуривания разнообразны, и для каждой конкретной скважины минимальная плотность рассчитывается с учётом текущей ситуации.

Снижение репрессии на пласт обеспечивает повышение производительности скважин и позволяет вскрыть продуктивную толщу с минимальным нарушением коллекторских свойств продуктивного пласта.

В целом при рекомендации того или иного бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта следует исходить из того, что степень снижения проницаемости пласта зависит от состава и свойства фильтрата, характеристик коллектора и должна определяться экспериментальными исследованиями в условиях, близких к пластовым.

Существенное влияние на качественное вскрытие участка продуктивного пласта оказывает выбор типа профиля и его фактическая траектория в нефтенасыщенной части залежи.

В продуктивных пластах (однородных и неоднородных) небольшой толщины (10–15 м) целесообразно вписывание горизонтального участка в среднем по толщине части пласта по траектории, параллельной кровле и подошве пласта.

В продуктивных пластах мощностью более 20 м проводка горизонтального участка может быть осуществлена также по выпуклому профилю.

Пласты целесообразно вскрывать волнообразно, когда толщина пласта и прослоев меняется по площади, продуктивный разрез недостаточно устойчив, а в непосредственной близости над ним залегают породы, требующие надёжной изоляции об-

садными трубами с цементированием. Вскрытие пласта параллельным или пологонаклонным стволом может оказаться нецелесообразно.

Волнообразный профиль рекомендуется применять при отсутствии в кровле и подошве активных водоносных, газоносных и поглощающих пластов.

В условиях слоисто-неоднородных пластов небольшой толщины, при переслаивании песчаников с глинами эффективнее пересекать продуктивный пласт пологонаклонным горизонтальным стволом от кровли до его подошвы.

Протяжённость и форму горизонтального участка следует уточнять по мере накопления статистического материала и выявления степени точности работы КНБК для локальных участков месторождения.

Заканчивание скважин

Основным вариантом заканчивания БС является создание эксплуатационного забоя открытого типа. В скважину спускается хвостовик с пакерующим элементом (пакером типа ПДМ, надувным пакером, манжетой и т.п.) и фильтровой частью в интервале эксплуатационного горизонтального забоя.

Пакерующий элемент устанавливается над кровлей продуктивного пласта, обеспечивая возможность крепления «хвостовика» и изоляции вышележащих проницаемых горизонтов, включая водогазоносные пласты, а также сохранность эксплуатационного объекта от воздействия цементного раствора.

Фильтровая часть «хвостовика» может быть щелевой (перфорированной).

Расстановка фильтров рассчитывается, исходя из коллекторских свойств эксплуатационного объекта и обеспечения необходимой пропускной способности гидродинамических каналов, в соответствии с потенциальной продуктивностью пласта.

Фильтрующие элементы «хвостовика» центрируются жёсткими центраторами соответствующего размера. В интервале пакерующего элемента с целью обеспечения качества крепления колонны устанавливаются центраторы турбулизирующего типа.

Фильтровая часть оборудуется специальными заглушками, обеспечивающими герметичность фильтровой части и возможность осуществления технологических промывок во время спуска «хвостовика».

В интервале продуктивного пласта помещаются специальные перфорационные среды (ИЭР и др.), обеспечивающие предотвращение загрязнения эксплуатационного забоя в процессе заканчивания скважин. Перфорационная среда заканчивается в интервал продуктивного пласта в процессе цементирования «хвостовика».

Рекомендуемые составы перфорационных жидкостей приведены ниже:

– состав перфорационных сред:

1) КПС-1 (% , объём.):

водный раствор хлористого натрия – 96,5 %;

реагент СПК – 3,5 %.

2) КПС-1М (% , вес.):

водный раствор хлористого натрия – 97 %;

ПАВ (сульфонат, РАС, ПКД) – 1 %;

нитрилтриметилфосфатная кислота (НТФ) – 2 %.

3) КПС-2 (% , объём.):

гликоль – 75 %;

соляная кислота (конц. 20–24 %) – 10 %;

ортофосфорная кислота (конц. 70–100 %) – 15 %.

4) ИЭР (% , объём.):

нефть – 52–36 %;

водный раствор хлористого кальция плотностью 1300 кг/м³ – 43–59 %;

эмультап – 3 %;

ГКЖ-10 – 2 %.

После спуска подвески и крепления «хвостовика» производится разбуривание пробки муфты манжетного цементирования и сбивание заглушек на ФГС-101,6 мм с применением малогабаритных объёмных двигателей Д1-154, Д-75, Д-43, установки «гибкая труба» или комбинированной компоновки бурильных (насосно-компрессорных) труб.

Размеры бурильных труб для проведения технологических операций в «хвостовике» диаметром 101,6 мм приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Размеры бурильных труб

Типоразмер замка	Диаметр ниппеля и муфты, мм		Диаметр трубы, мм		Толщина стенки, мм
	наружный	наименьший внутренний	наружный	внутренней высадки	
З-50	65	28	50	28	5,5
ЗП-86-44	86	44	60	44	7,11

В случае, когда горные породы являются устойчивыми, применяется конструкция эксплуатационного забоя открытого типа. Компоновка «хвостовика» при данной конструкции забоя включает следующие элементы:

- надувной пакер гидравлического действия, устанавливаемый над кровлей продуктивного пласта;
- расчётное количество обсадных труб;
- подвесное устройство гидравлического действия и механический пакер, устанавливаемый на 50 м выше вырезанного «окна».

При бурении нескольких боковых стволов из одной скважины для подвески и крепления «хвостовиков» применяется внутрискважинное оборудование фирмы «Baker Hughes».

При необходимости, обусловленной геолого-физическими характеристиками пласта, условиями его залегания, неизбежностью или высокой степенью вероятности пересечения водогазоносных горизонтов, создаётся конструкция эксплуатационного забоя закрытого типа.

Осуществляется сплошное цементирование «хвостовика». В интервале эксплуатационного забоя, а также водогазоносных пластов «хвостовик» обязательно цементируется.

После ОЗЦ производится промывка забоя скважины и при необходимости замена жидкости в скважине. Осуществляется необходимый комплекс геофизических исследований, после чего проводится подготовка к вторичному вскрытию пласта. Устье скважины оборудуется малогабаритным превентором и опрессовывается совместно с колонной.

Закачка перфорационной среды (КНС-1, КНС-1М) возможна в процессе цементирования «хвостовика» или в процессе освоения при промывке забоя перед вторичным вскрытием пласта.

Объём перфорационной среды выбирается из условия заполнения «хвостовика» на 100–150 м выше интервала перфорации. Вторичное вскрытие пласта производится малогабаритными перфораторами типа ПРК-42С, ПКР-54С, ПКТ-50, ПКТ-73 на «гибкой трубе» или на насосно-компрессорных трубах, жёстком геофизическом кабеле. Рекомендуется перфорацию осуществлять в условиях депрессии на пласт. Плотность перфорации зависит от геолого-физической характеристики продуктивного пласта и характеристик перфораторов.

Вызов притока производится пенной системой или методом компрессирования азотной установки ПАКК-9/160, свабированием, УГАС с обязательным проведением гидродинамических исследований скважин.

По согласованию с геологической службой НГДУ вызов притока допускается производить механизированным способом.

Величина депрессии на пласт выбирается с учётом конкретных геолого-физических характеристик пласта, степени загрязнения его в процессе вскрытия и ограничений по допустимому перепаду давления в зоне эксплуатации объекта.

В начальный период эксплуатации (в течение 6 месяцев) рекомендуется осуществлять гидродинамические исследования БС на установившемся и нестационарном режимах течения жидкости с целью определения гидродинамических параметров пласта (продуктивности, гидропроводности), оценки состояния околоствольной зоны продуктивного пласта, сопротивлений в фильтре скважины (скин-фактора).

По результатам этих исследований определяется влияние технологических параметров заканчивания скважин на добычные возможности эксплуатационного объекта и производится корректировка применяемой технологии.

Эффективность восстановления скважин методом бурения бокового ствола в НГДУ «Лянторнефть»

Зарезка и бурение боковых стволов применяется на обводнённых и бездействующих скважинах с целью интенсификации системы разработки месторождения и вовлечения недренлируемых запасов нефти. Технологическая эффективность бурения вторых стволов приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Основные показатели скважин с боковыми стволами

Год запуска	Количество	Среднесуточная добыча			Добыча с начала запуска, тонн / Всего на 1 скважину	Полный цикл бурения, час
		$Q_{ж}, \text{ м}^3/\text{сут.} / \text{Всего на 1 скважину}$	$Q_{н}, \text{ тонн/сут.} / \text{Всего на 1 скважину}$	обводнённость, %		
2011	4	296 / 74	37,9 / 9,5	85,6	68558 / 17140	1194,1
2012	13	1029 / 103	150,8 / 15,1	83,5	213310 / 16408	1340,8
2013	29	2165 / 75	145,2 / 5,0	92,5	214991 / 7413	1467,7
2014	59	2690 / 46	341,4 / 5,8	85,7	435472 / 7381	1430,4
2015	60	3176 / 53	601,4 / 10,0	78,7	411598 / 6860	1464,0
2016	64	3186 / 50	849,4 / 13,3	70,0	162798 / 2544	1321,1
Всего	229	56	9,5	81,0	1506727 / 6580	

Из таблицы видно, что на 01.01.2017 г. добыча составила 1506,727 тыс. тонн.

Метод бурения боковых стволов применяется для реанимации бездействующего фонда скважин и интенсификации добычи нефти. Он позволяет пополнить действующий фонд скважин, улучшить состояние разработки. Этот способ используется на участках, где бурение новых скважин нерентабельно.

Литература:

1. Дополнение к технологической схеме разработки Лянторского месторождения. – Исполнитель Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» Сургут, 2008. – Т. 1. – Кн. 1.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Лянторского месторождения. – Исполнитель Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» Сургут, 2008. – Т. 1. – Кн. 4.
3. Инструкция по охране труда при зарезке второго ствола в обсаженной эксплуатационной колонне. – Сургут : ОАО «Сургутнефтегаз», 2009.
4. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство Недра, 2000. – 262 с.
5. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации : справочное пособие в 6 томах. – М. : ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000–2004. – Т. 1–6.
6. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
7. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.

9. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
10. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
11. 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.
12. 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.
13. 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.
14. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
15. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник; под ред. А.Г. Калинина. – М. : Издательство Недра, 1997. – 648 с.
16. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
17. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
18. 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.
19. Эффективность восстановления скважин методом бурения боковых стволов в НГДУ «Лянторнефть». – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a2bd68a4c43a88521206d36_0.html
20. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности зарезки боковых стволов // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 73–99.
21. Вализада Башир Ахмад, Очередыко Т.Б. Применение горизонтальных скважин для повышения эффективности разработки месторождений на примере 302–303 залежей Ромашкинского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 226–249.
22. 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 // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2.

References:

1. Addition to the technological scheme of development of Lyantor field. – Performer Tyumen office SurgutNIPIneft Surgut, 2008. – Т. 1. – Book 1.
2. Addition to the technological scheme of development of Lyantor field. – Performer Tyumen office SurgutNIPIneft Surgut, 2008. – Т. 1. – Book 4.
3. The instruction for labor protection at kickoff of the second trunk in the surrounded operational column. – Surgut : JSC Surgutneftegas, 2009.
4. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. Construction of inclined and horizontal wells. – М. : Publishing house Nedra, 2000. – 262 p.
5. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. The theory and practice of prevention of complications and repair of wells at their construction and operation: the handbook in 6 volumes. – М. : LLC Nedra-Businesscentre, 2000–2004. – Т. 1–6.
6. Bulatov A.I., Prosyolkov E.Yu., Prosyolkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 419 p
7. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 354 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.

10. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
14. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv: Spol, 2018. – 476 p
15. Kalinin A.G., Nikitin B.A., Solodky K.M., Sultanov B.Z. Drilling of inclined and horizontal wells : reference book; under the editorship of. A.G. Kalinina. – M. : Publishing house Subsoil, 1997. – 648 p.
16. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 274 p.
17. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novocherkassk : Face, 2017. – 326 p.
18. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novocherkassk : Face publishing house, 2016. – 290 p.
19. Efficiency of restoration of wells by method of drilling of side trunks in NGDU Lyantorneft. – URL: http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a2bd68a4c43a88521206d36_0.html
20. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects of development of the Samburgsky oil-gas condensate field. Features of kickoff of side trunks // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 73–99.
21. Valizada Bashir Ahmad, Ocheredko T.B. Application of horizontal wells for increase in efficiency of development of fields on the example of 302–303 deposits of the Romash-kinsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 226–249.
22. Savenok O.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V., Musafiri Normann. Assessment of prospects of drilling of side horizontal trunks and improvement of system of development on a turneysky object of the Chernovsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – No. 2.