

УДК 622.243.24

**ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН  
С ПОМОЩЬЮ ТЕЛЕСИСТЕМЫ НА СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОМ  
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**THE TECHNOLOGY OF DRILLING HORIZONTAL WELLS  
BY MEANS OF A TELE-SYSTEM ON THE  
SEVERO-URENGOYSKOYE OIL-GAS AND CONDENSATE FIELD**

**Мостовой Владислав Алексеевич**

помощник бурового мастера  
(инженер-технолог по бурению),  
ООО УФ «РН-Бурение»  
vlad11pk@gmail.com

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрена эффективность применения телеметрической системы «Orienteer» компании «Geolink», которая работает на отрицательных импульсах давления бурового раствора. Телеметрическая система позволяет непрерывно контролировать угол наклона и угол установки отклоняющей компоновки в процессе бурения. Это снижает затраты времени на ориентирование инструмента и инклинометрические исследования. Рассмотренные в работе вопросы оптимизации процесса проводки точно направленных скважин и геофизических исследований в процессе бурения бескабельными системами открывают новые перспективы повышения эффективности разведки и разработки месторождений нефти и газа. Исследования по оценке возможностей каналов связи и накопленный опыт конструирования телеметрических систем различного назначения позволили определить область применения канала «забой – устье», их перспективность для решения конкретных технических и геологических задач.

**Ключевые слова:** технология бурения горизонтальных скважин; телеметрическая система «Geolink Orienteer»; обоснование конструкции скважины; проектирование профиля ствола скважины; буровые промывочные жидкости; углубление и крепление скважины; освоение скважины.

**Mostovoy Vladislav Alekseyevich**

Assistant drilling foreman  
(Engineer-technologist for drilling),  
LLC Usinsk branch «RN-Drilling»  
vlad11pk@gmail.com

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of technical sciences,  
Professor of oil and gas  
engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The article considers the effectiveness of the use of the «Orienteer» telemetry system of the «Geolink» company, which operates on negative pressure pulses of drilling mud. The telemetry system allows you to continuously control the angle of inclination and the installation angle of the deflecting arrangement during the drilling process. This reduces the time spent on tool orientation and inclinometric studies. The issues of optimizing the process of conducting well-directed wells and geophysical surveys while drilling with cable-free systems, considered in this paper, open up new prospects for improving the efficiency of exploration and development of oil and gas fields. Studies assessing the capabilities of communication channels and the accumulated experience in designing telemetric systems for various purposes made it possible to determine the scope of the channel «bottom hole – wellhead», their prospects for solving specific technical and geological problems.

**Keywords:** horizontal drilling technology; Telemetric system «Geolink Orienteer»; well construction design; wellbore profile design; drilling fluids; well deepening and fastening; well development.

**Обоснование конструкции скважины**

При разработке конструкции скважин учтены следующие горно-геологические особенности строения Северо-Уренгойского месторождения:

Проектная глубина скважины – 2950 м.

Газоконденсатонасыщенные пласты залегают в интервалах:

- ПК<sub>1</sub> 1130–1251 м;
- БУ<sub>8</sub> 2945–2968 м.

Коэффициент аномальности пластовых давлений  $K_a = 1,0$  в интервале 0–2968 м.

Ожидаемые пластовые давления:

- ПК<sub>1</sub> 11,30 МПа;
- БУ<sub>8</sub> 29,45 МПа.

1. Ожидаемые давления на устье скважины при возможных газоконденсатопровлениях в процессе бурения и испытания скважины:

- ПК<sub>1</sub> 6,11 МПа;
- БУ<sub>8</sub> 5,73 МПа.

2. Нефтеносные пласты в разрезе отсутствуют.

3. Многолетнемёрзлые породы в интервале 0–400 м.

4. Скважина наклонно-направленная с горизонтальным окончанием.

5. Забойная температура +87 °С.

В соответствии с п. 2.2.6.4 (ПБ 08-624-03) строится совмещённый график пластовых давлений и давлений гидроразрыва с использованием геологического материала, по которому выбираются зоны совместимых условий бурения с учётом конкретных горно-геологических условий на месторождении.

В районах многолетнемёрзлых горных пород к конструкциям скважин предъявляются дополнительные требования:

1) толщина мёрзлых пород перекрывается полностью;

2) глубина спуска кондуктора должна исключать гидравлический разрыв пластов, лежащих выше башмака, при достижении в стволе скважины давления, равного пластовому;

3) для успешной проводки скважины после перекрытия мёрзлых пород и последующей эксплуатации тепловое воздействие её на породы с отрицательной температурой необходимо свести к минимуму;

4) необходимо оценить величины сминающих нагрузок и проверить прочность конструкции в целом при циклическом растеплении и смерзании многолетнемёрзлых пород, связанном с вынужденными остановками эксплуатирующихся скважин.

При бурении скважин промывочная жидкость с температурой выше 0 °С растапливает лёд – цемент мёрзлой породы. В результате в интервалах мерзлых пород, сложенных рыхлыми разностями, сцементированными льдом, образуются каверны. Наличие этих каверн значительно усложняет процесс цементирования кондукторов.

При эксплуатации скважин тепловое воздействие на мёрзлые породы становится крайне интенсивным. Лёд, превращаясь в воду, занимает меньший объём, и образуются каверны. Порода теряет свою несущую способность, возникают явления оползней.

Расчёты показывают, что при диаметре скважины 219 мм, температуре её продукции 27 °С (для условий Тазовского месторождения) и температуре мёрзлых пород – 3 °С каждый метр скважины излучает более 200 ккал/ч. Учитывая разность температур и длительность работы скважины, можно предсказать нарушение термодинамического равновесия в многолетнемёрзлых породах, в результате чего возможны посткриогенные явления вокруг ствола скважины и образование вокруг кондуктора огромных каверн (кратеров) с проседанием устьевого обвязки и нарушением труб кондуктора.

Для снижения величины зон растепления используют различные способы термоизоляции нефтяных и газовых скважин. При заполнении кольцевого пространства между кондуктором и последующей колонной дизельным топливом с  $\lambda = 0,15$  ккал/(м·ч·°С) и наличии за кондуктором цементного кольца с  $\lambda = 0,30$  ккал/(м·ч·°С) растепление многолетнемёрзлых пород за первые три месяца работы скважины достигает 1 м, а через один год превысит 2 м, что вызовет просадку талого грунта объёмом 60–65 м<sup>3</sup>. При отсутствии теплоизоляции между колоннами и недоподъёме тампонажного раствора за кондуктором до устья растепление пород за первый год работы скважины достигает 4,5 м. Наличие в кольцевом пространстве между колоннами воздуха при атмосферном давлении ( $\lambda = 0,025$  ккал/(м·ч·°С)) сокращает линейную плотность теплового потока из ствола скважины в окружающие горные породы на 40–50 %. Одним из методов борьбы с растеплением является использование в колонне лифтовых труб (в интервале ММП) специальных теплоизолированных промысловых труб ТПКН 102-73, выпускаемых ЗАО «РА-Кубаньнефтемаш». Это трубы наружным диаметром 102 мм с потерей тепла по длине колонны – 150 Вт/м.

Смятие обсадных колонн при восстановлении отрицательных температур в околоствольной зоне скважин в районах ММП происходит в интервалах образования каверн или значительных зазоров между смежными колоннами либо колонной и стенкой скважины. Если разность диаметров скважины и колонны превышает 100 мм, то при замерзании пород высокой влажности (более 20–25 %) и жидкости в кольцевом пространстве колонна может быть смята. Наибольшую опасность представляют незацементированные каверны, заполненные пресной или слабоминерализованной водой.

С учетом выше изложенного, требований задания на разработку проектно-сметной документации и накопленного опыта работ при бурении скважин на Северо-Уренгойском месторождении принимается следующая конструкция скважины (табл. 1):

1. Устье скважины оборудуется шахтным направлением размером 1,5×1,5×1,0 м. Направление выкапывается вручную, стенки укрепляются опалубкой и бетонируются.

2. Кондуктор диаметром 324,0 мм спускается на глубину 500 м с целью обеспечения надёжного перекрытия:

- многолетнемёрзлых пород,
- интервала залегания неустойчивых, склонных к осыпям и обвалообразованиям меловых отложений.

Указанная глубина спуска кондуктора рассчитана из условий нахождения башмака колонны в плотных породах (п. 2.10.6 ПБ 08-624-03), недопущения гидроразрыва пород при ликвидации возможных ГНВП при дальнейшем углублении скважины и недопущения осложнений в виде осыпей и обвалов из неустойчивых интервалов перекрытого геологического разреза.

3. Цементируется в интервале 0–500 м цементным раствором плотностью 1800 кг/м<sup>3</sup> с применением цемента ПЦТ-100 (возможно использование арктикцемента).

4. Техническая колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 1350 м с целью крепления и изоляции вышележащих зон геологического разреза, несовместимых по условиям бурения с нижележащими. Служит для предупреждения осложнений и аварий в скважине при бурении нижележащего интервала. Цементируется в интервале 0–400 м ОЦР плотностью 1400 кг/м<sup>3</sup> (цемент марки ПЦТ-100 + 15 % АСМ или Trican-1400), в интервале 400–1350 м цементным раствором плотностью 1800 кг/м<sup>3</sup> (цемент марки ПЦТ-100).

5. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спускается до кровли продуктивного горизонта с целью разделения интервалов с несовместимыми условиями бурения. Цементируется: цементным раствором в интервале 2945–2100 м с применением цемента марки ПЦТ-100 с добавкой ПМК (5,0 %), 0,5 % понизителя водоотдачи и НТФ (0,01 %), облегчённым цементным раствором (цемент марки ПЦТ-100 + 17 % АСМ или Trican-1400) в интервале 2100–0 м.

«Хвостовик» диаметром 114 мм в интервале проектная глубина – 150 м выше башмака эксплуатационной колонны и предназначена для эксплуатации продуктивных горизонтов в скважине и извлечения газа и конденсата на поверхность. Для решения задач надёжного разобщения пластов и сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов «хвостовик» не цементируется, а подвешивается на разъединительном устройстве УСПХН 114/168.

Типы резьбовых соединений и герметизирующие средства для обсадных колонн выбраны с учётом вида флюида, находящегося в скважине; максимального внутреннего избыточного давления и максимальной температуры воздействия.

Тампонажный раствор для всех колонн поднимается до устья с целью недопущения нарушения колонн от сминающего действия пород в зоне расположения ММП.

### Проектирование профиля ствола скважины

Выбор профиля скважины влияет на каждую фазу проектирования, бурения, заканчивания и капитального ремонта скважины. Для начала проектирования профиля скважины требуется определенная информация. Необходимая информация включает и определение назначения скважины. Далее целесообразно выяснить условия залежи. Они определяют необходимость в разработке программы изучения горных пород. Программа изучения горных пород может иметь важное значение при выборе проектного профиля скважины.

Должна быть определена необходимая схема заканчивания скважины и приняты следующие решения:

- о заканчивании скважины открытым или обсаженным стволом;
- глубине расположения оборудования для заканчивания скважины (пакеры, насосы и т.д.);
- требованиях к диаметру скважины.

Требования к заканчиванию скважины могут быть очень важными при выборе проектного профиля скважины. Выбор заканчивания скважины с малым радиусом искривления более ограничен, чем для скважин со средним или большим радиусами искривления. К настоящему времени к удачным схемам заканчивания скважин с малым радиусом искривления относятся открытый ствол, хвостовик с щелевидными отверстиями и заранее приготовленные гравийные фильтры. Необходимо проанализировать и учесть всё – оборудование для заканчивания и капитального ремонта скважины, которое будет спускаться в любое время в течение всего срока её эксплуатации. Такой анализ позволит определить возможность возникновения, осложнений из-за изгибающих нагрузок на участке набора зенитного угла. Например, будет определена способность установки для капитального ремонта протащить пакер через участок с резким перегибом.

### Расчёт профиля

Методика проектирования профиля ГС сводится к определению необходимого начального зенитного угла  $\alpha$  и расчёта элементов отдельных участков профиля ствола.

Исходными данными для расчёта является (рис. 2):

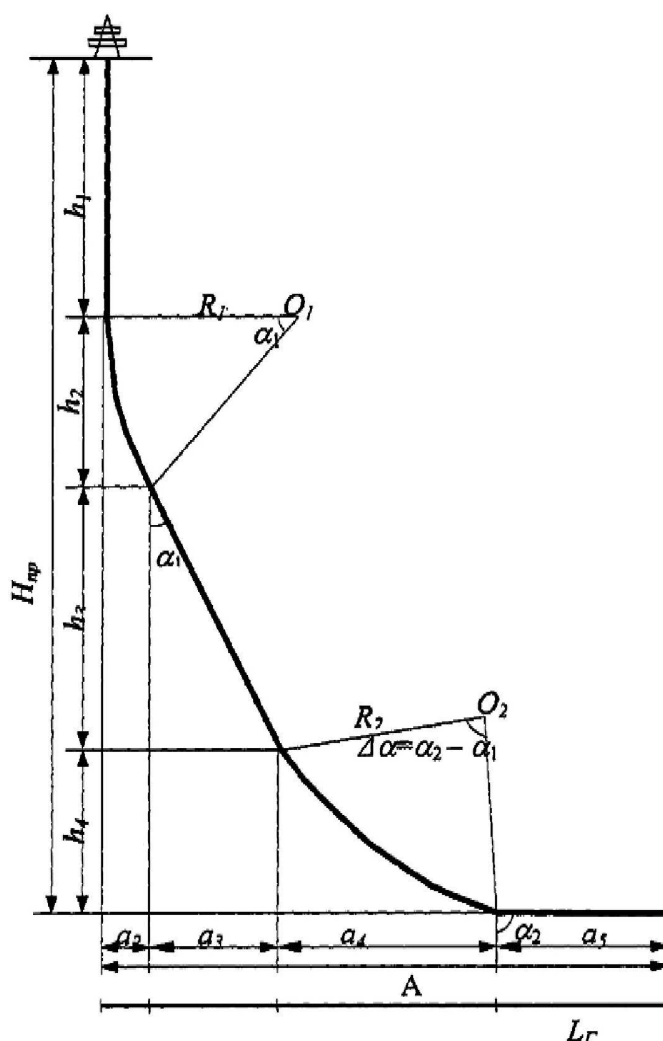


Рисунок 2 – Пятиинтервальный профиль горизонтальной скважины плоскостного типа

где  $H_{пр}$  – глубина проектного горизонта по вертикали, м;  $H_{вер}$  – глубина вертикального участка ствола, м;  $A_{твп}$  – отклонение точки вхождения в пласт (ТВП) от вертикальной оси ствола, м;  $R_1$  и  $R_2$  – радиусы искривления ствола в плоскости начального (ПНИ) и конечного искривлений (ПКИ), м;  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  – начальный и конечный зенитные углы ствола скважины, град.;  $\Delta\varphi$  – изменение азимутального угла ствола скважины, град. ( $\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_2$ );  $L_{гор}$  – длина горизонтального участка ствола, м.

Профили ГС можно условно разделить на следующие типы:

А – плоскостные, начальное и конечное искривление ствола ГС происходят в одной (апсидальной) плоскости;

Б – пространственные – конечное искривление ствола (набор конечных параметров положения ствола) происходит в плоскости, не соответствующей ПНИ.

Проектом предусмотрено строительство наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием. При строительстве нескольких таких скважин с одной кустовой площадки возникает необходимость расчёта пространственно искривленного профиля. При этом необходимо учитывать следующие параметры:

- проектный азимут на кровлю проектного пласта;
- смещение точки входа в пласт от вертикали;
- длина вертикального участка;
- длина участка стабилизации;
- длина горизонтального участка хвостовика.

Следовательно, профиль наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием, учитывающий вышеуказанные параметры, будет многоинтервальным, т.е. сложным.

В проекте рассчитаны профили для скважин со смещением точки входа в кровлю продуктивного пласта БУ<sub>8</sub> от вертикали на 800 м. Профиль скважины имеет пять интервалов:

- вертикальный участок от 0 до 850 м;
- участок набора кривизны 850–1053 м по стволу (850–1044 м по вертикали), где интенсивность набора кривизны составляет не более 1,5° на 10 м;
- участок стабилизации параметров кривизны от 1053 до 3099 м по стволу (1044–2806 м по вертикали);
- участок добора зенитного угла с интенсивностью 2° на 10 м в интервале 3099–3396 м по стволу (2806–2947,5 м по вертикали);
- горизонтальный участок от 3099 до 3558 м по стволу (2947,5–2947,5 м по вертикали).

В процессе строительства скважины все работы, связанные с набором и корректировкой зенитного и азимутального углов наклонно-направленного ствола, должны быть закончены до интервала установки ГНО. При необходимости эти работы должны быть продолжены ниже предполагаемого интервала установки ГНО.

Величина радиуса круга допуска для точки входа в кровлю продуктивного пласта составляет 25 м.

Расчёт элементов профиля ствола ГС заключается в определении длин различных участков профиля и их проекций на вертикальную и горизонтальную плоскости.

Формулы для расчёта пятиинтервального профиля ГС и исходные данные приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Расчёт элементов пятиинтервального профиля типа А

Длина скважины по стволу, м	Проекция	
	вертикальная, м	горизонтальная, м
1	2	3
Вертикальный		
$l_1 = H_g$	$h_1 = H_g$	–
Набор зенитного угла		
$l_2 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \alpha_1$	$h_2 = R_1 \cdot \sin \alpha_1$	$a_2 = (1 - \cos \alpha_1) \cdot R_1$

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Наклонно-направленный участок		
$l_3 = \frac{h_3}{\cos \alpha_1}$	$h_3 = H_{пр} - h_1 - h_2 - h_4$	$a_3 = h_3 \cdot \operatorname{tg} \alpha_1$
Резко искривлённый участок		
$l_4 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \Delta \alpha$	$h_4 = (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) \cdot R_2$	$a_4 = (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1) \cdot R_2$
Горизонтальный участок		
$l_5 = L_2$	–	$a_5 = L_2$
Всего		
$L_{скв} = \sum l_i$	$H_{скв.с} = \sum h_i$	$A = \sum a_i$

Таблица 3 – Исходные данные для расчёта профиля наклонных участков

Наименование параметра	Величина
Тип профиля	пятиинтервальный
Глубина кровли продуктивного горизонта по вертикали, м	2945
Глубина вертикального участка, м	850
Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного горизонта, м	800
Длина ствола скважины в продуктивном пласте, м	200
Высота коридора по вертикали, м	5
Высота от кровли продуктивного горизонта до горизонтального ствола скважины, м	2,5
Рекомендуемый интервал изменения зенитного угла на 1-ом интервале набора (раб. погр. нас.), град./10 м	1,5
Рекомендуемый интервал изменения зенитного угла на 2-ом интервале набора, град./10 м	2
Максимально допустимый зенитный угол, град.	95
Максимально допустимая интенсивность изменения зенитного угла, град./10 м	2
Величина радиуса круга допуска, м	25

Произведём расчёт профиля по данным и формулам, приведённым в таблицах 2 и 3, и результаты расчётов занесём в таблицу 4.  
На рисунке 3 представлен профиль скважины.

### Буровые промывочные жидкости

#### **Требования к буровому раствору для бурения под кондуктор и промежуточную колонну. Инженерные решения**

Основываясь на большом опыте бурения скважин в районах Крайнего Севера, рекомендуются следующие технологические приёмы и мероприятия для снижения осложнений при проводке ствола под кондуктор:

- для бурения в верхних неустойчивых отложениях следует использовать буровой раствор с максимально технологически допустимой вязкостью. Это позволяет улучшить очистку скважины от песка и гравия и предотвратить возможное оседание песка в емкостях;
- интервал многолетнемерзлых (ММП) отложений следует пробурить с максимально возможной скоростью для сокращения времени контакта раствора с породой и снижения теплового воздействия и размыва стенок скважины;
- оборудование очистки раствора должно работать постоянно (включая гидроциклонную установку). Сетки на виброситах следует использовать с более мелким размером ячеек для увеличения эффективности первой ступени очистки;
- необходимо исключать длительные простои при вскрытых ММП во избежание обводнения бурового раствора;

Таблица 1 – Конструкция скважины

Номер колонны в порядке спуска		1		3		4		5	
Название колонны		кондуктор		техническая		эксплуатационная		«хвостовик»	
Интервал установки колонны по вертикали	верх	0 м		0 м		0 м		2880 м	
	низ	500 м		1350 м		2945 м		2950 м	
Номинальный диаметр ствола скважины, мм		393,7 мм		295,3 мм		215,9 мм		139,7 мм	
Изготовление обсадных труб		ГОСТ 632-80		ТУ 14-157-24-92		ТУ 14-157-24-92		ТУ 14-157-24-92	
Характеристика труб	Номинальный наружный диаметр обсадных труб, мм	324		245		168		114	
	Тип соединения	ОТТМА		ОТТГ		ОТТГ		ОТТГ	
	Максимальный наружный диаметр соединения, мм	351,0		269,9		187,7		127,0	

Таблица 4 – Профиль ствола скважины

Наименование участка профиля	Интервал по стволу, м				Интервал по вертикали, м				Горизонтальное отклонение, м		Зенитный угол, град.	
	от (верх)	до (низ)	длина	от (верх)	до (низ)	длина	за интервал	общее	в начале интервала	в конце интервала		
Вертикальный участок	0,00	850,00	850,00	0,00	850,00	850,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Участок набора	850,00	963,72	113,72	850,00	962,05	112,05	16,80	16,80	0,00	0,00	17,06	17,06
Участок стабилизации	963,72	2828,75	1865,03	962,05	2745,04	1782,99	547,06	563,87	17,06	17,06	17,06	17,06
Участок набора	2828,75	3193,49	364,74	2745,04	2947,50	202,46	273,90	837,77	17,06	17,06	90,00	90,00
Горизонтальный участок	3193,49	3355,61	162,12	2947,50	2947,50	0,00	162,12	999,89	90,00	90,00	90,00	90,00
Точка вскрытия продуктивного горизонта		3156			2945			800				82,43

Примечание:

1. Вид типовых проектных профилей пятиинтервальные. Длина вертикальных участков в пределах 850-950 м, максимально допустимые зенитные углы 95 градусов, отклонение от вертикали до 800 м. Величина круга допуска 25 м. В данном проекте длина вертикального участка взята по усреднённым величинам.
2. Производство инклинометрических работ для контроля процесса бурения скважин производится аппаратурой типа ИОН-1 или ИМММ-73. Набор параметров кривизны, корректировка ствола производится с помощью телеметрических систем типа «Geolink Orienteer».
3. Профиль каждой конкретной скважины (начало интервала набора и стабилизации зенитного угла) и интенсивность искривления выбирается в соответствии с требованиями РД 39-0148070-6.027.-86 «Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири» и изменения И1 утверждённого 11.01.1990 г.

- при подъёме бурильного инструмента должен производиться постоянный долив, ствол скважины должен быть заполнен раствором до устья;
- ограничивать скорость спуска бурильного инструмента во избежание гидро-разрыва верхних проницаемых пластов и обвалов стенок скважины;
- производительность насосов при бурении должна быть постоянной и находиться в пределах 45–65 л/с.

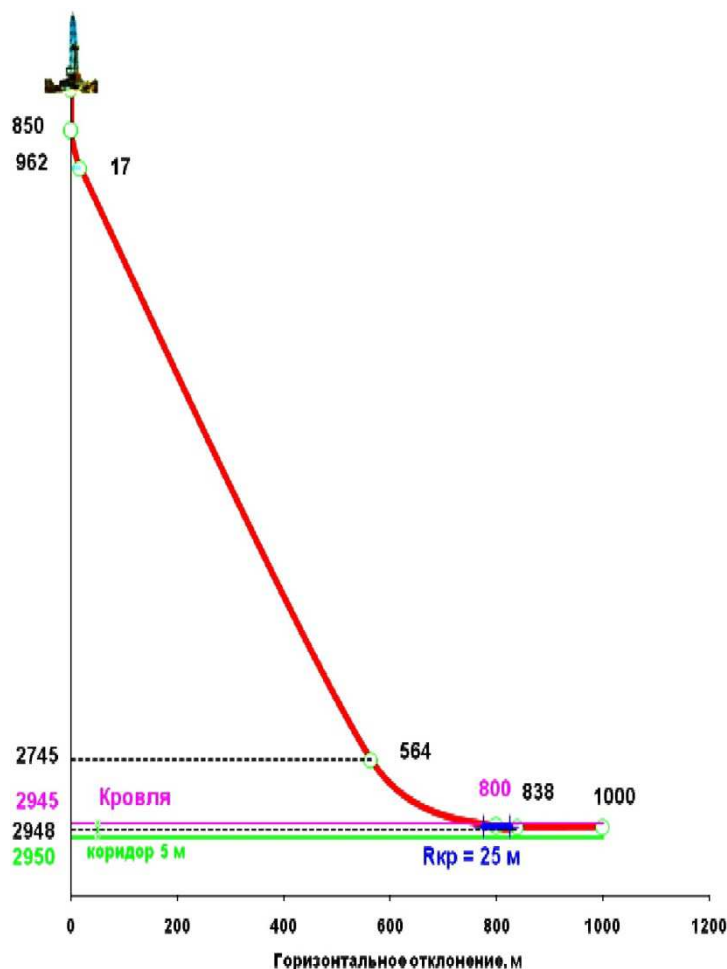


Рисунок 3 – Вертикальная проекция ствола скважины

Для бурения под кондуктор предусматривается использовать полимерглинистый буровой раствор с повышенной вязкостью и плотностью, затворенный на технической воде с максимально низкой температурой. Бентонитовый глинопорошок служит для увеличения вязкости раствора, придания ему тиксотропных свойств, формирования фильтрационной корки. При бурении вязкость раствора следует поддерживать на максимальном уровне путём добавления в него 2,5–3,0 % раствора КМЦ, для эффективного выноса крупного песка и гравия.

Для бурения под техническую колонну особое внимание следует уделять плотности раствора, уровню водоотдачи, вязкости раствора и состоянию ствола скважины для предотвращения осложнений при разбурировании глинистых отложений и недопущения газо- и водопроявлений.

Для бурения под техническую колонну проектом предусматривается использовать полимерглинистый буровой раствор с оптимальными реологическими свойствами.

**Требования к буровому раствору для бурения под эксплуатационную колонну. Инженерные решения**

Основные требования к буровому раствору для бурения под эксплуатационную колонну следующие: обеспечить полный вынос шлама и сохранить устойчивость сте-



нок скважины, не загрязнять продуктивные горизонты. Также для нормальной проводки скважины надо исключить наработку раствора, предупреждать прихваты, затяжки и посадки бурильного инструмента, не вызывать гидроразрыва пласта при СПО, не вызывать коррозии и преждевременного износа оборудования и т.п.

При бурении данного интервала особое внимание следует уделять плотности раствора, уровню водоотдачи, вязкости раствора и состоянию ствола скважины. Если позволяет устойчивость стенок скважины, плотность раствора следует поддерживать на минимальном уровне для увеличения скорости проходки, снижения содержания твердой фазы в растворе. Пластическая вязкость раствора должна быть как можно более низкой для снижения потерь давления, в то время как динамическое напряжение сдвига следует поддерживать на уровне не менее 40 дПа для обеспечения качественной очистки ствола скважины. При проявлении признаков обвала стенок скважины рекомендуется увеличить плотность и вязкость раствора и снизить водоотдачу.

Для бурения под эксплуатационную колонну проектируется использовать полимерглинистый буровой раствор, приготовленный на основе Полипаков ELV<sup>®</sup>, который в полной мере отвечает вышеизложенным требованиям и позволяет без осложнений разбуривать текучие породы (глины) в интервале 2950–3000 м.

### **Требования к буровому раствору для первичного вскрытия продуктивных пластов**

При вскрытии продуктивного пласта образуется зона пониженной проницаемости вокруг ствола скважины. Степень снижения проницаемости определяется главным образом свойствами фильтрата раствора, радиусом зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, глинистостью и природной (начальной) проницаемостью пласта, проницаемостью зоны кольматации вокруг ствола скважины. Буровой раствор для первичного вскрытия продуктивного пласта должен отвечать следующим основным требованиям:

- раствор должен иметь низкую водоотдачу и формировать тонкую корку на стенках скважины;
- фильтрат раствора должен оказывать ингибирующее действие на глинистые минералы пласта-коллектора;
- фильтрат должен иметь низкое поверхностное натяжение и обладать обратимой гидрофобизирующей способностью по отношению к поверхности поровых каналов пласта;
- время, в течение которого буровой раствор находится в контакте с поверхностью вскрываемого бурением пласта, должно быть минимальным;
- репрессия на пласт от гидростатического столба раствора должна быть минимальной и в то же время должна отвечать требованиям Правил безопасности в НГП;
- качество раствора должно обеспечивать высокую скорость бурения;
- импульсы гидродинамического давления при спускоподъемных операциях и возобновлении циркуляции раствора должны быть также минимальные. Это достигается, при прочих равных условиях, при низких значениях вязкости, СНС и невысоких значениях динамического напряжения сдвига (ДНС). Запрещается допускать высокие значения СНС<sub>10</sub> (свыше 40 дПа), предельного динамического напряжения сдвига  $\tau$  (свыше 50 дПа) и высокие значения пластической вязкости с целью предупреждения возникновения высоких импульсов давления и больших гидравлических потерь;
- низкое содержание твердой фазы в растворе, т.е. выбуренная порода не должна переходить в раствор, иными словами, должно быть обеспечено ингибирование системы и должна быть организована хорошая очистка раствора от выбуренной породы;
- достаточно быстрое формирование и малая глубина зоны кольматации;
- при заканчивании скважин с закрытой конструкцией забоя радиус зоны проникновения фильтрата в пласт не должен превышать глубины перфорационных каналов;
- фильтрат, проникший в пласт, не должен вызывать диспергирования или пептизации глинистых частиц и их миграцию по пласту.

Для бурения под эксплуатационную колонну проектируется использовать биополимерный раствор ФЛО-ПРО или аналогичный ему по свойствам, наиболее полно отвечающий перечисленным выше требованиям, относящийся к промывочным жидкостям с рассчитанными реологическими параметрами для бурения и заканчивания горизонтальных и наклонно-направленных стволов. Специально разработанная рецеп-

тура позволяет осуществить высококачественное первичное вскрытие продуктивного горизонта, что существенно сказывается на продуктивности скважин и, как результат, снижении себестоимости единицы объёма добываемой продукции.

### **Очистка бурового раствора**

С целью обеспечения полноты удаления выбуренной породы из бурового раствора и регулирования содержания твердой фазы в буровом растворе, а также с целью уменьшения объема наработки бурового раствора, а, следовательно, уменьшения объема отработанного бурового раствора (ОБР) при бурении скважин по данному рабочему проекту планируется осуществлять многоступенчатую систему очистки бурового раствора. Настоящим проектом предусмотрено использование средств очистки, изготовленных российскими заводами изготовителями, а также зарубежными фирмами.

К основному оборудованию системы приготовления и очистки бурового раствора относятся (табл. 5):

- полнопоточное линейное вибросито (3 шт.) фирмы «M-I Swaco» ALS-II, в комплекте с приёмной ёмкостью и ёмкостью под вибросито с гидравлической системой регулирования угла наклона сетки от  $-15^\circ$  до  $+5^\circ$  (3 шт.);
- гидроциклонный пескоотделитель ИГ-45М (1 шт.);
- гидроциклонный пескоотделитель DeSander-212 (1 шт.);
- гидроциклонный илоотделитель D-Sitler 8T4 (1 шт.);
- дегазатор вакуумный самовсасывающий ДВС-II (1 шт.);
- центрифуга «M-I Swaco» 518 (1 шт.);
- центрифуга Drexel HS3400 с независимой плавной регулировкой скорости вращения барабана и шнека, автоматическим очищением и остановкой шнека, радиальным потоком;
- автоматическая станция флокуляции-коагуляции (1 комплект) фирмы «Oiltools Europe Ltd».

Кроме того, в схему очистки включены центробежные, винтовые насосы, винтовой конвейер, ёмкости, лопастные перемешиватели, всасывающие и нагнетательные линии, запорная арматура и т.п.

### **Расчёт плотности бурового раствора по интервалам бурения**

Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения определяется в соответствии п. 2.7.3.3-2.7.3.6 (ПБ НиГП 08-624-03).

Интервалы бурения кондуктор (0–500 м), техническую колонну (500–1350 м) и эксплуатационную колонну (1350–2945 м) являются интервалами совместимых условий бурения.

При бурении под кондуктор (0–500 м) гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на величину не менее 10 % (п. 2.7.3.3). Коэффициент аномальности пластового давления в этом интервале равен 1,0 ( $K_a = 1,0$ ). Следовательно, плотность бурового раствора в рассматриваемом интервале должна быть не менее  $1,10 \text{ г/см}^3$ . При этом, согласно п. 2.7.3.3, допускается превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением на  $15 \text{ кг/см}^2$ . С целью обеспечения устойчивости стенок скважины (п. 2.7.3.5) проектом предусмотрена плотность бурового раствора при бурении под кондуктор  $1,18 \text{ г/см}^3$ , что не превышает допустимой (п. 2.7.3.3).

При бурении под техническую колонну (500–1350 м) гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на величину не менее 5 % (п. 2.7.3.3). Коэффициент аномальности пластового давления в этом интервале равен 1,0 ( $K_a = 1,0$ ). Следовательно, плотность бурового раствора в рассматриваемом интервале должна быть не менее  $1,05 \text{ г/см}^3$ . При этом, согласно п. 2.7.3.3, допускается превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением на  $25\text{--}30 \text{ кг/см}^2$ . С целью обеспечения устойчивости стенок скважины (п. 2.7.3.5) и исходя из опыта ведения буровых работ на Северо-Уренгойском месторождении и близлежащих месторождениях, проектом предусмотрена плотность бурового раствора при бурении под техническую колонну  $1,14 \text{ г/см}^3$ , что не превышает допустимой (п. 2.7.3.3).

При бурении под эксплуатационную колонну (1350–2945 м) гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на величину не менее 5 % (п. 2.7.3.3). Коэффициент аномальности пластового давления в интервале 1350–3000 м равен 1,0 ( $K_a = 1,0$ ). Следовательно, плотность бурового раствора в рассматриваемом интервале должна быть не менее 1,092 г/см<sup>3</sup> (п. 2.7.3.2). При этом, согласно п. 2.7.3.3, допускается превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением на 25–30 кг/см<sup>2</sup>. Проектом предусмотрена плотность бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну 1,10 г/см<sup>3</sup> и в горизонтальном участке ствола 1,08 г/см<sup>3</sup>, что отвечает требованиям ПБ 08-624-03 (табл. 6).

### Углубление скважины

#### ***Технологические решения, принятые по проводке скважин на Северо-Уренгойском месторождении***

Кондуктор 0–500 м (диаметр 393,7 мм): Данную секцию скважины рекомендуется бурить роторной компоновкой, включающей в себя долото диаметром 393,7 мм (калибратор КШЗ-393,7 включить в компоновку на проработку). Для создания нагрузки на долото следует использовать утяжелённые бурильные трубы.

Техническая колонна 500–1350 м (диаметр 295,3 мм): Данную секцию скважины рекомендуется бурить компоновкой, включающей в себя долото диаметром 295,3 мм (калибратор КЛС-295,3 включить в компоновку на проработку) с использованием винтовых забойных двигателей.

Набор проектных параметров кривизны производить с помощью отклонителей ДОТ-240РС в комплекте с забойной телеметрической системой «Geolink Orienteer» 6 ¾". Для создания нагрузки на долото следует использовать утяжелённые бурильные трубы.

Эксплуатационная колонна 1350–2945 м (диаметр 215,9 мм): Данную секцию скважины рекомендуется бурить компоновкой, включающей в себя долота диаметром 215,9 мм отечественного или импортного производства (калибратор КЛС-215,9 включить в компоновку на проработку перед спуском эксплуатационной колонны) с применением турбобуров и винтовых двигателей. Добор зенитного угла и проводку горизонтального участка скважины необходимо проводить с использованием комплектов забойной телеметрической системы «Geolink Orienteer» 6 ¾". Для создания нагрузки на долото следует использовать утяжелённые бурильные трубы.

«Хвостовик» 2945–2950 м (диаметр 139,7 мм): Данную секцию скважины рекомендуется бурить компоновкой, включающей в себя долота диаметром 139,7 мм отечественного или импортного производства с применением винтовых двигателей. Добор зенитного угла и проводку горизонтального участка скважины необходимо проводить с использованием комплектов забойной телеметрической системы «Geolink Orienteer» 4 ¾". Для создания нагрузки на долото следует использовать тяжёлые бурильные трубы ТБТ-102, расположенные в эксплуатационной колонне при зенитном угле менее 45°.

При строительстве данной скважины предлагаю использовать долота фирмы «Hughes Christensen» серии МХ для направленного бурения, как зарекомендовавшие себя при бурении на данной площади, кроме того, с учётом выполнения долотной программы, разработанной для каждого типа долота (поставляется вместе с долотом), фирма «Hughes Christensen» гарантирует проходку на долота этой серии до 1000 м. С учётом опыта бурения предыдущих скважин и по согласованию с заказчиком, принимаем коэффициент запаса 1,6, что даст среднюю проходку на долото 550 м. Требуемое количество долот для интервала бурения с телесистемой (набор угла и стабилизация параметров) составит 5 шт. При применении этих долот и телесистемы ожидается увеличение механической скорости бурения в 1,5 раза.

### Крепление скважины

Расчёт обсадных колонн производится по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок (при бурении, испытании и др. работах), при этом учитывается раздельное и совместное их действие.

Таблица 5 – Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Шифр	Количество, шт.	Применяется при бурении в интервале по стволу, м	
			от (верх)	до (низ)
Циркуляционная система		1	0	3558
Вибросито	Derrick FLC-58, BC-1	2	0	3558
Пескоотделитель	ПГ-400	1	0	3558
Илоотделитель гидродисклонный	ИГ-45 М или имп.	1	0	3558
Перемешиватель лопастной механический	ПЛ1-У2	6	0	3558
Насос шламовый горизонтальный	6Ш8-2	3	0	3558
Насос шламовый вертикальный	ВШН-250	1	0	3558
Глиномешалка механическая	МГ2-4Х	1	0	3558
Центрифуга	ОГШ-320 или имп.	1	0	3558
Гидроворонка	СГМ100	1	0	3558
Шнек для удаления шлама		1	0	3558

Примечание:

Возможно применение сертифицированной импортной или российской системы очистки, как в целом, так и отдельного оборудования с аналогичными параметрами. Шлам собирается в шламосборники. Для осветления бурового раствора возможно применение блока коагуляции и флокуляции

Таблица 6 – Характеристика бурового раствора

Тип раствора		Полимерглинистый раствор на основе Полипака или его аналога	Полимерглинистый раствор на основе Полипака или его аналога	Полимерглинистый раствор на основе Полипака или его аналога	Биополимерный буровой раствор	
Интервал по стволу, м	от (верх)	0	500	1409	3358	
	до (низ)	500	1409	3358	3558	
	длина	500	909	1950	200	
Параметры бурового раствора	плотность, г/см <sup>3</sup>	1,18	1,14	1,10	1,08	
	вязкость, сек	40–50	25–30	20–25	20–25	
	водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин.		6–8	6–8	4–6	4–5
		1 мин.	20–25	15–20	5–10	10–15
	10 мин.	30–40	20–30	10–15	15–20	
	СНС, мгс/см <sup>2</sup> через					
	толщина корки, мм	1,5–2,0	1,0–1,5	0,5–1,0	0,5	
	содержание песка, %	0,5–1	0,5	0,5	0,2	
	pH	7,5–8,5	7,5–8,5	7,5–8,5	8,5–9,5	
	общая минерализация, г/л	1–3	0,5–1	0,5–1	20–30	
пластическая вязкость, сПз	35–40	6–7	6–7	10–15		
динамическое натяжение сдвига, Па	20–25	13–14	13–14	15–20		

### **Расчёт эксплуатационной колонны**

Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спускается на глубину 2945 м (3358 м по стволу). Максимальное ожидаемое давление на устье во время возможного газоконденсатопроявления при закрытом устье скважины будет при освоении продуктивного объекта БУ<sub>8</sub>  $P_{е.у.} = 5,73$  МПа.

При цементировании эксплуатационной колонны максимальное внутреннее давление на устье будет после продавливания цементного раствора в затрубное пространство в момент создания давления «СТОП»:

$$P_{\text{«стоп»}} = P_{е.у.} + 3,0. \quad (1)$$

Давление на цементировочной головке определяется по формуле:

$$P_{е.у.} = P_1 + P_2, \quad (2)$$

где  $P_1$  – давление, создаваемое за счёт разности плотности жидкости в затрубном пространстве и в трубах;  $P_2$  – давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений (находится по формуле Шищенко-Бакланова):

- при глубине скважины до 1500 м:

$$P_2 = 0,001 \cdot H + 1,6 \text{ МПа};$$

- при глубине скважины более 1500 м:

$$P_2 = 0,001 \cdot H + 0,8 \text{ МПа}.$$

$$P_{\text{«стоп»}} = 10^{-5} \cdot [845 \cdot (1800 - 1100) + 2100 \cdot (1400 - 1100)] + 0,001 \cdot 3358 + 0,8 + 3 = 19,37 \text{ МПа}.$$

### **Давление опрессовки эксплуатационной колонны**

Испытание эксплуатационной колонны на герметичность проводится опрессовкой с заполнением её водой (п. 2.7.5.2 ПБ 08-624-03). Давление опрессовки на устье выбирается из максимального ожидаемого давления на устье во время цементирования скважины:

$$P_{опу} = 1,1 \cdot P_{е.у.} \quad (3)$$

$$P_{опу} = 1,1 \cdot 19,37 = 21,31 \text{ МПа}.$$

Для колонн диаметром 168 мм минимальное давление опрессовки – 11,5 МПа. Следовательно, давление опрессовки на устье для эксплуатационной колонны принимаем:  $P_{опу} = 21,5$  МПа

### **Устьевое и противовыбросовое оборудование**

После спуска и цементирования каждая обсадная колонна обязывается на устье последовательно с предыдущей колонной с помощью колонной головки. На обсадные колонны, начиная с кондуктора, при бурении ниже которых возможны газонефтеводопроявления, а также на эксплуатационную колонну перед перфорацией объекта или проведения в ней работ со вскрытым продуктивным пластом устанавливается противовыбросовое оборудование (далее ПВО).

Выбор колонной головки и блока превенторов в проекте произведён исходя из максимально возможного (ожидаемого) давления на устье. Рабочее давление этого оборудования должно быть не менее давления опрессовки обсадной колонны на герметичность.

Схема обвязки ПВО для бурения и испытания скважин должна быть разработана буровым предприятием и согласована с органами Ростехнадзора.

Монтаж и опрессовка превенторов должны производиться в соответствии с «Инструкцией по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на буровой», утверждённой техническим руководителем предприятия и согласованной с территориальными органами Ростехнадзора России и противofонтанной службой.

Превенторы вместе с крестовинами и коренными задвижками до установки на устье скважины опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в паспорте. После ремонта, связанного со сваркой и токарной обработкой корпуса, превенторы опрессовываются на пробное давление.

После монтажа превенторной установки или спуска очередной обсадной колонны до разбуривания цементного стакана превенторная установка совместно с обсадной колонной до концевых задвижек манифольдов высокого давления должна быть опрессована водой на давление опрессовки обсадной колонны. Выкидные линии после концевых задвижек опрессовываются водой на давление 10 МПа. Результаты опрессовки оформляются актом. В зимнее время опрессовка противовыбросового оборудования производится незамерзающей жидкостью, обладающей низкой вязкостью.

По окончании монтажа и опрессовки превенторной установки совместно с обсадной колонной, опрессовки цементного кольца за обсадной колонной дальнейшее бурение скважины может быть продолжено после получения письменного разрешения представителя противофонтанной службы, выданного в присутствии специалистов, назначенных приказом по предприятию.

### **Освоение скважины**

Получение притока газоконденсата из пласта в значительной степени зависят от технологии бурения, состава и физико-химических свойств применяемых промывочных жидкостей, длительности воздействия промывочной жидкости на пласт, а также от качества работ по разобщению проектного пласта от других проницаемых горизонтов.

В зависимости от типа коллектора промывочная жидкость в той или иной степени оказывает воздействие на него: фильтрат и твёрдые частицы, проникая в пласт, забивают поры коллектора, снижают проницаемость призабойной части пласта, затрудняя приток газоконденсата к скважине после создания депрессии.

Лабораторные и промысловые исследования показали, что загрязнение (забивания открытых пор коллектора) призабойной зоны пласта в большой степени зависит от величины проницаемости коллектора, которая предопределена площадью сечения открытых поровых каналов.

Глубина проникновения фильтрата и самой промывочной жидкости в пласт определяется величиной репрессии, которая устанавливается коэффициентом аномальности и является минимизированной в данном проекте в соответствии с ТЗ ( $K_a = 1,0$ ).

Снижение степени отрицательного влияния промывочной жидкости на коллекторские свойства вскрываемых пластов достигается также запроектированным в настоящем проекте биополимерным раствором Flo-Pro с использованием высокоэффективных химических реагентов Hibtrol, Duovis, Polipac-R, Polipac-ELV и других, который обеспечивает:

- минимальный коэффициент набухания глинистых включений коллектора при проникновении фильтрата раствора в пласт путём превращения неустойчивых разбухающих глин в более устойчивые псевдо-сланцевые структуры,
- высокие динамические и статические напряжения сдвига при низкой пластической вязкости,
- минимальное поверхностное натяжение (гидрофобизация поверхности коллектора) на границе «фильтрат – углеводородное содержимое пласта».

### **Освоение пластов в эксплуатационной колонне**

Настоящий раздел разработан в соответствии с технологическими регламентами на проектирование и строительство скважин (освоение и испытание) и другими руководящими документами, а также с учётом требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Москва, 2003 г.).

Вторичное вскрытие продуктивных пластов, при спуске хвостовика с фильтровыми трубами ФГС-114, производится после разбуривания пробок УСПХН-114/168 на биополимерном растворе плотностью не более 1,08 г/см<sup>3</sup> и получения канала сообщения между фильтровыми трубами хвостовика и эксплуатационной колонной. В скважину спускается лифтовая колонна НКТ, биополимерный раствор заменяется на конденсат. Тем самым процесс вторичного вскрытия пласта совмещается с процессом вызова притока газоконденсата из пласта в скважину.

При этом способе одной из главных и наиболее важных задач является выбор величины депрессии на пласт. Так как глубокая и тем более резкая депрессия на пласт с одной стороны будет способствовать очищению призабойной зоны пласта от загрязнения, а с другой стороны она может вызвать не только разрушение его структуры и призабойной зоны скважины, но и закрытие трещин, прорыв подошвенной воды или воды из других горизонтов.

В связи с тем, что величина депрессии на пласт зависит от плотности и прочности породы, от наличия и размера трещин, от степени загрязнения призабойной зоны и т.д., она корректируется и уточняется геологической службой «Заказчика» по результатам исследований после первичного вскрытия продуктивных пластов.

Устье скважины перед освоением оборудуется двумя превенторами ПМТР-156х35 по схеме, разработанной буровым предприятием и согласованной с территориальным органом Ростехнадзора России и противofонтанной службой (пп. 2.9.1 и 2.9.2 ПБ 08-624-03). Фонтанная арматура, превентор, лубрикатор до установки на устье скважины должны быть опрессованы на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны (пп. 2.9.4 и 2.9.9 ПБ 08-624-03).

### Литература:

1. Стандарт предприятия. Техничко-технологический регламент на проектирование и строительство скважин. – Мегион : ОАО «СН-МНГ», 2000.
2. Зональный рабочий проект на строительство эксплуатационных горизонтальных скважин на пласт БУ<sub>8</sub>. – Тюмень : ОАО «СибНИИНП», 2003.
3. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири : РД 39-0148070-6.027-86. – Тюмень : СибНИИНП, 1986.
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. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
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. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 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. Кудинов В.И., Савельев В.А., Богомольный Е.И., Шайхутдинов Р.Т., Тимеркаев М.М., Голубев Г.Р. Строительство горизонтальных скважин. – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. – 688 с.
15. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
16. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019.
17. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. – Москва-Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 424 с.
18. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швеиц В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство Лик, 2016. – 290 с.



19. Технология бурения горизонтальных скважин с помощью телесистемы в Заполярном круге. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3ad79b5c53b88521306c37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3ad79b5c53b88521306c37_0.html)

20. Галикеев И.А., Иванова Т.Н., Рябов П.П. Анализ забойного телеметрического оборудования на современном этапе развития бурения скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 72–75.

21. 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: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 76–82.

22. Евдаков С.Н., Лубянова С.И. Технология проводки горизонтальных скважин телеметрическими системами с беспроводным электромагнитным каналом на примере телеметрической системы малого диаметра ЗТС-42ЭМ-М // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 83–84.

23. Кузнецов В.А., Абишев А.Г., Бейлярова Г.А. Новые способы бурения многоствольных горизонтальных скважин // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 135–137.

24. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности зарезки боковых стволов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 73–99

25. Сафронов С.И., Дё А.Д., Шафигуллин А.М. Анализ телеметрической системы с комплексом геофизических приборов для каротажа в режиме реального времени // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 295–302.

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

## References:

1. Standard of the enterprise. Technical production schedules on design and construction of wells. – Megion : JSC SN-MNG, 2000.

2. The zone working draft on construction of operational horizontal wells on BU<sub>8</sub> layer. – Tyumen: JSC SIBNIINP, 2003.

3. The instruction for drilling of inclined wells from well pads on oil fields of Western Siberia : RD 39-0148070-6.027-86. – Tyumen : SibNIIN, 1986.

4. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Nedra publishing house, 2000. – 262 p.

5. Berdin T.G. Design of development of oil and gas fields by the systems of horizontal wells. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2001. – 199 p.

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. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 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. A workshop 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. Kudinov V.I., Savelyev V.A., Bogomolny E.I., Shaykhutdinov R.T., Timerkayev M.M., Golubev G.R. Construction of horizontal wells. – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2007. – 688 p.
15. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.
16. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2019.
17. Suchkov B.M. Horizontal wells. – Moscow-Izhevsk : Research Center Regul'yarnaya i haoticheskaya dinamika, 2006. – 424 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 : the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novocherkassk : Face publishing house, 2016. – 290 p.
19. Technology of drilling of horizontal wells by means of a telesystem in the Polar circle. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3ad79b5c53b88521306c37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3ad79b5c53b88521306c37_0.html)
20. Galikeev I.A., Ivanova T.N., Ryabov P.P. The analysis of the bottomhole telemetric equipment at the present stage of development of well-drilling // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 72–75.
21. Dobrochasov A.I., Popova Zh.S., Salomatov V.A. Technical technology solutions on increase in efficiency of drilling of side horizontal trunks on fields of Western Siberia // Bulatovskiyе of reading: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 76–82.
22. Evdakov S.N., Lubyanova S.I. Technology of conducting of horizontal wells telemetric systems with a wireless electromagnetic channel on the example of the telemetric system of small diameter ZTS-42EM-M // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 83–84.
23. Kuznetsov V.A., Abishev A.G., Beylyarova G.A. New ways of drilling of many and barreled horizontal wells // Bulatovsky readings: Materials I of the International nauch-but-practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 135–137.
24. 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. – № 3. – P. 73–99.
25. Safronov S.I., A.D., Shafigullin A.M. The analysis of a telemetric system with a complex of geophysical devices for logging in real time // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 295–302.
26. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantispress.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>