

УДК 622.24

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ
НА ЮЖНО-ХАРЬЯГИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**EQUIPMENT AND TECHNOLOGY FOR THE CONSTRUCTION
OF AN OPERATIONAL VERTICAL WELL
ON THE YUZHNO-KHARYAGINSKOYE OIL FIELD**

Петрушин Евгений Олегович

заместитель начальника промысла,
ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. Процесс строительства скважины является важнейшим этапом разработки нефтяных и газовых месторождений. Сооружение высококачественных скважин обеспечивает повышение эффективности их разработки и, в конечном итоге, способствует увеличению объемов извлекаемой нефти. В связи с этим необходимо учитывать влияние как геолого-технических, так и организационно-экономических факторов. В статье рассмотрены все вопросы, касающиеся проектирования строительства нефтяной эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 1720 м на Южно-Харьягинском месторождении.

Ключевые слова: обоснование метода вхождения в продуктивную залежь; выбор и обоснование конструкции скважины; выбор способа бурения; выбор типоразмеров породоразрушающего инструмента; выбор и расчёт компоновок низа и рациональной конструкции бурильной колонны; выбор типов промывочной жидкости и гидравлической программы промывки; проектирование режимов бурения.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Deputy head of oil and gas trade,
JSC «Pechoranef»

Arutyunyan Ashot Straевич

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of applied mathematicians department,
Kuban state technological university

Annotation. The well construction process is an essential stage in the development of oil and gas fields. The construction of high-quality wells provides an increase in the efficiency of their development and, ultimately, contributes to an increase in the volume of recoverable oil. In this regard, it is necessary to take into account the influence of both geological, technical and organizational-economic factors. The article considers all issues related to the design of the construction of an oil production vertical well with a depth of 1720 m on the Yuzhno-Kharyaginskoye field.

Keywords: substantiation of the method of entering the productive reservoir; selection and justification of the well design; selection of a drilling method; selection of sizes of rock cutting tools; selection and calculation of the layout of the bottom and the rational design of the drill string; selection of flushing fluid types and hydraulic flushing program; drilling mode design.

Технико-экономическая эффективность строительства нефтяных и газовых скважин во многом зависит от правильного выбора и обоснования процессов углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор способа бурения, типа породоразрушающего инструмента и режимов бурения, рациональной конструкции КНБК, гидравлической программы и показателей свойств бурового раствора, типов буровых растворов и необходимых количеств химических реагентов и материалов для поддержания их свойств. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и географических условий бурения.

При принятии многих решений (выбор режимно-технологических параметров бурения, свойств буровых растворов и др.) необходимо использовать результаты обобщения промыслово-статистического материала, получаемого как при бурении разведочных скважин, так и эксплуатационных скважин.

В настоящее время на Южно-Харьягинском месторождении производится бурение как вертикальных, так и наклонно-направленных скважин. Рассматриваемая скважина является вертикальной.

Для дальнейших расчётов необходимо произвести предварительный выбор буровой установки. При выборе класса буровой установки необходимо руководствоваться ГОСТ26.62.807-73 и конкретными геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями. Для бурения скважины используется буровая установка БУ-2500 ЭУК с электрическим приводом переменного тока, максимальной нагрузкой (грузоподъёмностью) 1,4 МН. Вид монтажа: поагрегатный.

Обоснование метода вхождения в продуктивную залежь

В настоящее время основным направлением работ в области заканчивания скважин является обеспечение условий эффективного вскрытия продуктивного пласта в целях сохранения его коллекторских свойств. Кроме того, существенное значение имеет разработка конструкций забоев скважины, позволяющих осуществить её эксплуатацию в условиях, осложнённых неустойчивостью коллектора, коррозионной средой, аномальными давлениями, температурами и т.д.

Разработаны и эксплуатируются различные конструкции забоев для осложнённых и неосложнённых условий. Создание рациональной конструкции забоя скважин предусматривает сочетание элементов их крепи в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные и геофизические работы, а также длительную эксплуатацию скважин при оптимальном дебите. Иными словами, в понятие конструкции забоя скважины входит набор технико-технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих связь с пластом, при которых скважина будет работать с оптимальным дебитом, а ПЗП, не разрушаясь, позволяла бы работать длительное время без ремонта.

При выборе схемы вскрытия необходимо учитывать геологические условия залегания пласта. Ожидаемое пластовое давление в продуктивном пласте составляет 16,7 МПа, что соответствует коэффициенту аномальности $k_a = 0,97$; забойная температура равна 39 °С; пласт вскрывается на всю мощность продуктивного пласта.

Ожидаемый дебит 180 м³/сут. Диаметр эксплуатационной колонны принимаем равным 168 мм. Плотность нефти 0,84 г/см³.

Интервал, в котором залегают продуктивный пласт, сложен переслаиваемыми алевролитами, глинами и песчаниками. Глины алевролитистые, реже известковистые. Песчаники зеленовато-серые и коричневые, полимиктовые, пористые, нефтенасыщенные.

Для данных геолого-технических условий целесообразно использовать следующую схему вскрытия продуктивного пласта (рис. 1).

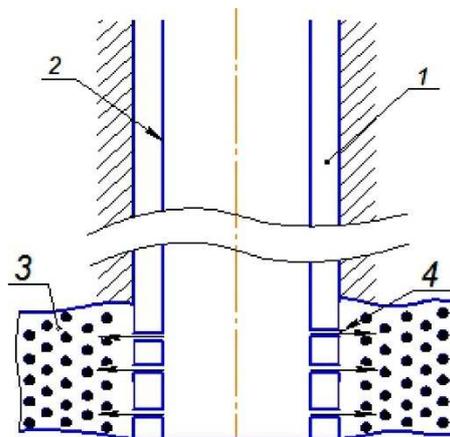


Рисунок 1 – Схема первичного вскрытия пласта:
1 – цементный камень; 2 – эксплуатационная колонна;
3 – продуктивная толща; 4 – перфорационные отверстия

Ствол скважины выше продуктивного горизонта при первичном вскрытии остаётся открытым, незакреплённым обсадными трубами, вскрытие осуществляется на

промывочной жидкости, обеспечивающей устойчивость открытого ствола скважины. Скважина бурится на 50 метров ниже продуктивного пласта. Затем в скважину до забоя спускается обсадная колонна и цементируется по всей длине. После этого обсадная колонна и цементный камень перфорируются в зоне залегания продуктивного горизонта.

Данная схема вскрытия продуктивного пласта позволит избирательно сообщать скважину с любым по толщине участком продуктивного пласта и получать приток пластовой жидкости только из него, проводить специальную обработку этого участка с целью улучшения коллекторских свойств пристволенной зоны и интенсификации притока из него, также данный метод прост в реализации и существенно снижает стоимость буровых работ.

Выбор противовыбросового оборудования

Основная задача комплекса: сохранение находящегося в скважине бурового раствора и проведение операций по его замещению (глушение скважины) другим с требуемыми параметрами.

Противовыбросовое оборудование (ОП) представляет собой комплекс, состоящий из превенторов, манифольда и гидравлического управления превенторами, предназначенный для управления проявляющей скважиной с целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых фонтанов и охраны окружающей среды от загрязнения.

Комплекс противовыбросового оборудования обеспечивает проведение следующих работ:

- герметизацию скважины, включающую закрытие – открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;
- спуск-подъём колонны буровых труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений, расхаживание труб, подвеску колонны труб на плашки и удержание её в скважине плашками при выбросе;
- циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодействия на забой и его дегазацию;
- оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

Оборудование для герметизации устья устанавливается на фланец кондуктора. Выброс нефти и газа может начаться чрезвычайно быстро и протекает весьма интенсивно, что может привести к гибели скважины и оборудования. С помощью превенторов можно быстро предотвратить начало выброса и осуществлять необходимые работы в скважине (бурение, спуск и подъём, цементирование и геофизические работы).

Для герметизации скважины при вращении колонны применяют превенторы, у которых деталь уплотняющей трубы вращается вместе с ними в корпусе. Такие превенторы допускают не только вращение, но и перемещение вверх и вниз труб и квадратной штанги.

С целью повышения надёжности противовыбросовое оборудование комплектуется резервными элементами, предназначенными для выполнения функций основных элементов в случае их отказов. При этом увеличиваются масса, габариты и стоимость этого оборудования. Однако надёжность противовыбросового оборудования возрастает на несколько порядков. В целях безопасности пульт управления противовыбросовым оборудованием устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, а дублируют у поста бурильщика.

Основные параметры противовыбросового оборудования – диаметры проходных отверстий и рабочее давление превенторов и манифольда. Диаметры и присоединительные размеры превенторов согласуются с диаметрами долот, буровых и обсадных труб, а также колонных головок, предназначенных для обвязки наружных концов обсадных колонн, зацементированных в скважине. Превенторы и задвижки должны иметь устройства для чёткого дистанционного контроля их положения (открытые, закрытые).

Максимальное давление на устье:

$$P_{уст} \approx P_{пл} - \bar{\rho}_н \cdot g \cdot z, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в пласте, МПа; g – ускорение свободного падения; $\bar{\rho}_н$ – средняя плотность пластовой нефти, г/см³; z – глубина скважины, м.

Тогда ожидаемое давление на устье при выбросе:

$$p_{уст} = 16,7 \cdot 10^6 - 0,84 \cdot 9,8 \cdot 1720 = 2,5 \text{ МПа.}$$

На рисунке 2 показана одна из типовых схем установки превенторов над устьем скважины. Если бурильная колонна состоит из труб нескольких диаметров, то устанавливаются превенторы либо с плашками для каждого диаметра труб и замков, либо с универсальными уплотняющими деталями, допускающими герметизацию труб и замков различного диаметра без смены уплотнителя.

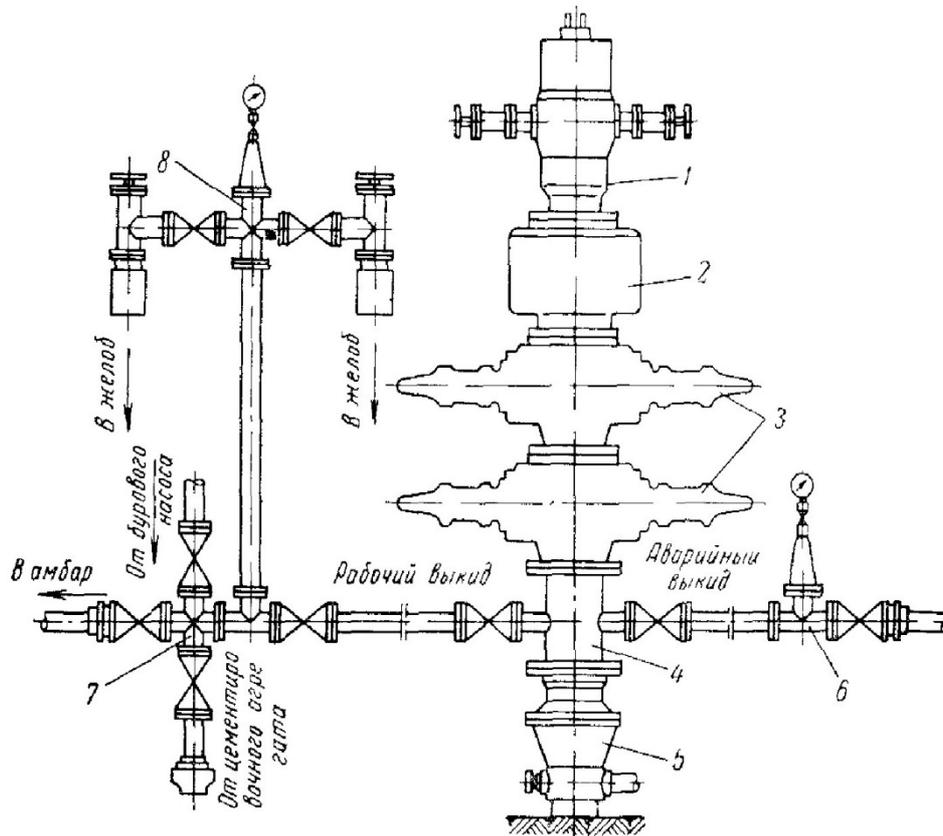


Рисунок 2 – Типовая схема установки превенторов на устье скважины:
 1 – превентор вращающийся; 2 – превентор универсальный;
 3 – превентор плашечный глухой; 4 – крестовина; 5 – колонная головка;
 6, 7 и 8 – обвязка арматуры аварийного и рабочего выкидов и сбросовой линий

Выбранное противовыбросовое оборудование показано в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технические характеристики превенторов

Тип превентора	Шифр превентора	Диаметр проходного отверстия, мм	Давление, МПа
Плашечный	ППГ-230х35	230	35
Универсальный	ПУ1-230х35	230	35

Выбор и обоснование конструкции скважины

Конструкция скважин определяется числом спускаемых обсадных колонн, глубиной их установки, диаметром применяемых труб, диаметром долот и бурильных труб, которыми ведётся бурение под каждую колонну, а также высотой подъёма тампонажного раствора в кольцевом пространстве.

Конструкция скважины должна обеспечивать:

- 1) обязательное доведение скважины до проектной глубины;
- 2) осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов и методов эксплуатации;

- 3) предотвращение осложнений в процессе бурения и полное использование потенциальных возможностей техники и технологических процессов;
 4) минимум затрат на строительство скважины как законченного объекта в целом.
 Коэффициент аномальности пластового давления:

$$k_a = \frac{P_{пл}}{0,01 \cdot h}, \quad (2)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; h – глубина от устья до рассматриваемого сечения, м.

Индекс давления поглощения:

$$k_{погл} = \frac{P_{погл}}{0,01 \cdot h}, \quad (3)$$

где $p_{погл}$ – давление поглощения (давление гидроразрыва), МПа.

Значения k_a и $k_{погл}$ должны удовлетворять условию:

$$k_a < \rho_0 < k_{погл}, \quad (4)$$

где ρ_0 – относительная плотность промывочной жидкости, которая определяется по следующей формуле:

$$\rho_0 = k_p \cdot k_a, \quad (5)$$

где k_p – коэффициент резерва.

Коэффициент резерва находится по таблице 2.

Таблица 2 – Данные для определения коэффициента резерва

Параметры	Глубина скважины, м	
	≤1200	>1200
Коэффициент резерва k_p	1,10–1,15	1,05

Данные о коэффициентах аномальности и поглощения для интервалов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные

Глубина скважины h , м	0–30	30–730	730–1720
Коэффициент аномальности k_a	1,0	1,0	1,1
Коэффициент поглощения $k_{погл}$	1,9	1,9	1,8

Для оценки плотности промывочной жидкости, необходимой для поддержания равновесия в системе «скважина – пласт» на каждом интервале бурения, необходимо знать коэффициент аномальности пластового давления k_a , коэффициент давления поглощения $k_{погл}$, относительную плотность промывочной жидкости ρ_0 .

Пластовое давление и давление поглощения в интервале 0–30 м:

$$p_{пл}^1 = p_{зидр} = 0,3 \text{ МПа};$$

$$p_{погл}^1 = 0,01 \cdot h_1 \cdot k_{погл}^1 = 0,01 \cdot 30 \cdot 1,9 = 0,57 \text{ МПа}.$$

Пластовое давление и давление поглощения в интервале 30–730 м:

$$p_{пл}^2 = p_{зидр} = 7,3 \text{ МПа};$$

$$p_{погл}^2 = 0,01 \cdot h_2 \cdot k_{погл}^2 = 0,01 \cdot 730 \cdot 1,9 = 13,9 \text{ МПа}.$$

Пластовое давление и давление поглощения в интервале 730–1720 м:

$$p_{пл}^3 = 0,01 \cdot h_3 \cdot k_a^3 = 0,01 \cdot 1720 \cdot 0,97 = 16,7 \text{ МПа};$$

$$p_{погл}^3 = 0,01 \cdot h_3 \cdot k_{погл}^3 = 0,01 \cdot 1720 \cdot 1,8 = 30 \text{ МПа}.$$

На участках 0–30 и 30–730 м примем $k_p = 1,15$, тогда:

$$\rho_0^1 = 1,15 \cdot k_a^1 = 1,12 \cdot 1,0 = 1,12 \text{ г/см}^3;$$

$$\rho_0^2 = 1,15 \cdot k_a^2 = 1,12 \cdot 1,0 = 1,12 \text{ г/см}^3.$$

На участке 730–1720 м примем $k_p = 1,05$, тогда:

$$\rho_0^3 = 1,05 \cdot k_a^3 = 1,05 \cdot 0,97 = 1,0 \text{ г/см}^3.$$

Результаты вычислений представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты вычислений

Глубина скважины h , м	0–30	30–730	730–1720
Пластовое давление $p_{пл}$, МПа	0,3	7,3	16,7
Давление поглощения $p_{погл}$, МПа	0,57	13,9	30
Коэффициент аномальности k_a	1,0	1,0	1,1
Коэффициент поглощения $k_{погл}$	1,9	1,9	1,8
Относительная плотность ρ_0 , г/см ³	1,12	1,12	1,15

Совмещённый график относительных давлений изображён на рисунке 3.

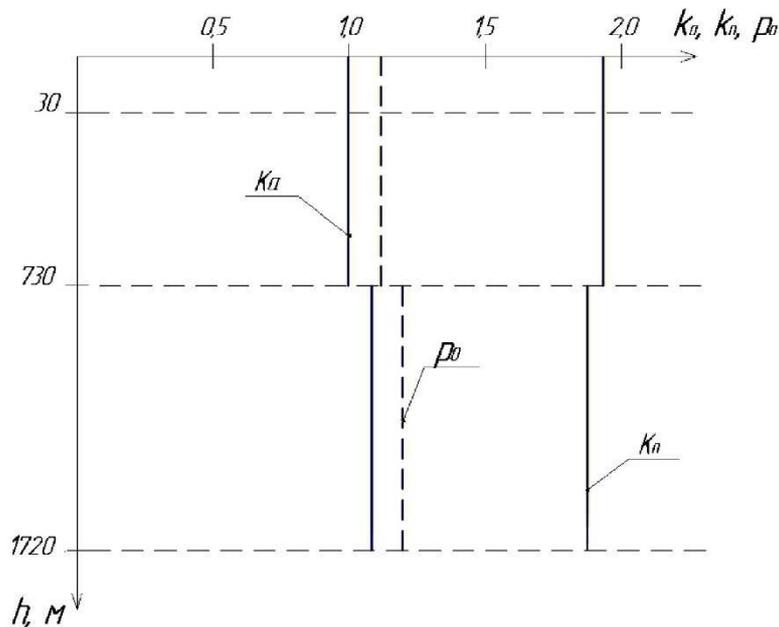


Рисунок 3 – Совмещённый график относительных давлений

Выбираются обсадные колонны:

- направление глубиной 30 м до конца интервала, сложенного неустойчивыми четвертичными отложениями;
- кондуктор – 730 м до перекрытия неустойчивых пород палеогена и вечной мерзлоты;
- эксплуатационная колонна – 1720 м.

Направление, кондуктор, эксплуатационная колонна цементируются до устья.

Конструкцию скважины проектируют снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны.

Диаметр долота под обсадную колонну:

$$D_{\text{дол}} = D_n + 2 \cdot \delta, \quad (6)$$

где δ – радиальный зазор, мм; $D_{\text{дол}}$ – диаметр долота для бурения под обсадную колонну, мм; D_n – наружный диаметр обсадной колонны, мм.

Радиальный зазор выбирается из таблицы 5.

Таблица 5 – Данные

Наружный диаметр обсадной колонны, мм	114–127	140–146	168–194	219–245	273–299	324–351	377–426
δ , мм	10	15	20	25	30	35	45

Внутренний диаметр обсадной колонны:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{дол}} + 2\Delta, \quad (7)$$

где $D_{\text{дол}}$ – диаметр долота для бурения под обсадную колонну, мм; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, мм; Δ – радиальный зазор, необходимый для прохода долота сквозь колонну (3–10 мм).

Выбираем трубы обсадные безмуфтовые. Выбираем наружный диаметр эксплуатационной колонны $D_n^{\text{ЭК}}$ в соответствии с дебитом по таблице 6.

Таблица 6 – Наружный диаметр эксплуатационной колонны в соответствии с дебитом

Дебит, м ³ /сут.	≤40	40–100	100–150	150–300	>300
Наружный диаметр эксплуатационной колонны $D_n^{\text{ЭК}}$, мм	114	127–140	140–146	168–178	178–194

$$D_n^{\text{ЭК}} = 168 \text{ мм.}$$

Определяем диаметр долота под эксплуатационную колонну:

$$D_{\text{дол}}^{\text{ЭК}} = D_n^{\text{ЭК}} + 2 \cdot \delta = 168 + 2 \cdot 20 = 208 \text{ мм.}$$

Выбираем табличное значение по ГОСТ 20692-75 (ближайшее большее): $D_{\text{дол}}^{\text{ЭК}} = 215,9 \text{ мм.}$

Определяем внутренний диаметр кондуктора:

$$d^{\text{КОН}} = D_{\text{дол}}^{\text{ЭК}} + 2 \cdot \Delta = 215,9 + 2 \cdot 5 = 225,9 \text{ мм.}$$

Определяем наружный диаметр кондуктора:

$$D_n^{\text{КОН}} = d^{\text{КОН}} + 2 \cdot 7 = 225,9 + 14 = 239,9 \text{ мм.}$$

Выбираем табличное значение по ГОСТ 20692-75 (ближайшее большее): $D_n^{\text{КОН}} = 245 \text{ мм.}$

Определяем диаметр долота под кондуктор:

$$D_{\text{дол}}^{\text{КОН}} = D_n^{\text{КОН}} + 2 \cdot \delta = 245 + 2 \cdot 25 = 295 \text{ мм.}$$

Выбираем табличное значение по ГОСТ 20692-75: $D_{\text{дол}}^{\text{КОН}} = 295,3 \text{ мм.}$

Определяем внутренний диаметр направления:

$$d^{\text{напр}} = D_{\text{дол}}^{\text{КОН}} + 2 \cdot \Delta = 295,3 + 2 \cdot 3 = 301,3 \text{ мм.}$$

Определяем наружный диаметр направления:

$$D_n^{напр} = d^{напр} + 2 \cdot 10 = 301,3 + 20 = 321,3.$$

Выбираем табличное значение по ГОСТ 20692-75 (ближайшее большее):
 $D_n^{напр} = 324$ мм.

Определяем диаметр долота под направление:

$$D_o^{напр} = D_n^{напр} + 2 \cdot \delta = 324 + 2 \cdot 35 = 394 \text{ мм.}$$

Выбираем табличное значение по ГОСТ 20692-75: $D_{дол}^{напр} = 393,7$ мм.

На рисунке 4 приведена конструкция нефтяной эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 1720 м на Южно-Харьягинском месторождении.

Выбор способа бурения

В настоящее время глубокие нефтяные и газовые скважины бурят вращательным способом (с передачей вращения долоту с устья скважины от ротора через колонну буровых труб) в комплексе с передачей вращения долоту непосредственно от гидравлического (турбобура, винтового забойного двигателя (ВЗД)) или электрического забойного двигателя – электробура.

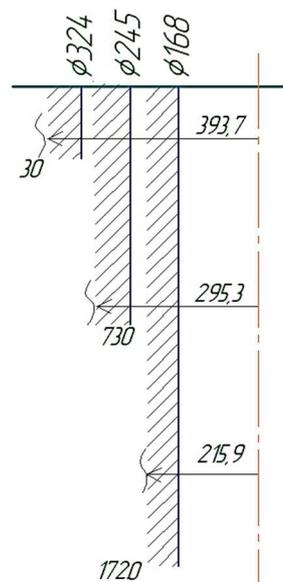


Рисунок 4 – Конструкция скважины нефтяной эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 1720 м на Южно-Харьягинском месторождении

Основные требования к выбору способа вращения долота определяются необходимостью обеспечения успешной проводки ствола скважины при возможных осложнениях с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому приемлемый вид бурения должен допускать использование такой техники и технологии проводки ствола, которые наиболее полно отвечали бы условиям качественного вскрытия продуктивных горизонтов и высокого качества ствола скважины.

Одним из основных критериев для выбора того или иного способа бурения служит возможность передавать на забой достаточную мощность при любых глубинах бурения с наименьшими потерями и достаточный крутящий момент для создания надлежущей осевой нагрузки.

Целесообразность применения тех или иных способов бурения и их разновидностей (ударно-вращательное, турбинно-роторное, реактивно-турбинное, с промывкой различными буровыми растворами, различными долотами) определяется с учётом геологических, технических и экономических факторов. Эти решения должны пересматриваться по мере совершенствования технологии и техники бурения (долот, труб,

растворов), а также изменения и уточнения условий проводки скважин. Возможно сочетание нескольких способов при проводке различных участков одной и той же скважины.

В проекте при бурении под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну будет использоваться роторный способ, так как скважина является вертикальной. При бурении эксплуатационной колонны на небольших участках будет использоваться ДРУ-176 (винтовой двигатель с регулировкой угла) для корректировки траектории скважины.

Выбор типоразмеров породоразрушающего инструмента

В основу выбора типов долот положены конкретные физико-механические свойства пород, любое отклонение типов долот от соответствующих горных пород приводит к снижению показателей бурения как по механической скорости, так и по проходке на долото.

Диаметры колонн и долот выбирают снизу вверх, начиная с эксплуатационной. На Южно-Харьгинском месторождении наибольшее распространение получили эксплуатационные колонны диаметром 146 и 168 мм.

Диаметр эксплуатационной колонны определяется заказчиком на буровые работы, исходя из данных геологических условий, ожидаемых дебитов и давлений, и составляет 168 мм. Далее при выборе диаметра колонн и долот необходимо обеспечить достаточные зазоры для свободного прохождения по скважине обсадной колонны. Данные о выбранном породоразрушающем инструменте берём из пункта выше.

Интервал бурения под направление от 0–30 м сложен мягкими породами. Породы представлены суглинком серым и тёмно-серым с включениями гальки и гравия, с прослоями разнозернистого песка. В этом интервале целесообразно применять долото 393,7 М-ЦГВУ. М – для мягких пород; ЦГ – центральная и боковая (гидромониторная) промывка; ВУ – на подшипниках с телами качения, с герметизированными маслonaполненными опорами.

Интервал бурения под кондуктор от 30–730 м сложен мягкими и средними породами. Породы представлены песком кварцевым, с прослоями глинисто-алевролитового материала. Для бурения под кондуктор примем долото 295,3 МС-ГВ. Кондуктор служит для перекрытия зон возможных обвалов пород, для данной скважины кондуктором обсадим интервал 0–730 м как интервал возможных осложнений при бурении.

Площадь контактов шарошечных долот с забоем значительно меньше, чем у лопастных, но длина их рабочих кромок больше, что значительно повышает эффективность разрушения горных пород.

Интервал бурения под эксплуатационную колонну от 730–1720 м сложен мягкими и средними породами. Исходя из описания пород, данный интервал бурим долотом 215,9 СЗ-ГВ. СЗ – для абразивных пород средней твёрдости; Г – боковая (гидромониторная) промывка; В – на подшипниках с телами качения. Эксплуатационная колонна предназначена для закрепления неустойчивых пород, установки эксплуатационного оборудования, проведения работ по вызову притока, испытанию, а также ремонтных работ.

Выбранные типоразмеры долот для каждого интервала сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Типоразмеры долот для каждого интервала

Интервал, м		Породы	Тип долота
от	до		
0	30	Мягкие	393,7 М-ЦГВУ
30	730	Мягкие абразивные с пропластками горных пород средней твёрдости	295,3 МС-ГВ
730	1720	Мягкие абразивные	215,9 СЗ-ГВ

Выбор и расчёт компоновок низа и рациональной конструкции бурильной колонны

Выбор забойных компоновок для бурения наклонных скважин связан с предварительным теоретическим обоснованием принципа действия системы. Правильно выбранная компоновка позволяет без осложнений и с наименьшими затратами пробурить скважину до проектной глубины.

Выбор бурильных труб по диаметру производится исходя из установившихся в буровой практике соотношений между диаметрами долот и диаметрами бурильных труб.

Бурение вертикальных скважин сопряжено с необходимостью предотвращения отклонения оси ствола от вертикали. Такие скважины эффективно бурить с помощью жёстких компоновок. Жёсткие компоновки создаются с помощью утяжелённых бурильных труб, центрирующих и калибрующих инструментов.

Требования к КНБК для бурения отдельных интервалов с учётом принятой конструкции скважины и данных об эффективности применения различных компоновок представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Данные об эффективности применения различных компоновок

Интервал бурения, м	КНБК	Назначение
0–30	долото 393,7	Бурение под направление
	УБТ 229 – 9 м	
	КЛСВ – 393,7	
	УБТ 229 – 9 м	
	ВБТ – ост.	
30–730	долото 295,3	Бурение под кондуктор
	УБТ 203 – 9 м	
	КЛСВ 295,3 МС	
	УБТ 203 – 18 м	
	КЛСВ 295,3 МС	
	УБТ 203 – 45 м	
	УБТ 178 – 72 м	
	ТБПК 127х9,19 – ост.	
730–1720	долото 215,9	Бурение под эксплуатационную колонну
	УБТ 178 – 9 м	
	10 КСИ 215,9 МС	
	УБТ 178 – 18 м	
	10 КСИ 215,9 МС	
	УБТ 178 – 117 м	
	ТБПК 127х9,19 – ост.	
корректировка	долото 215,9	Корректировка ствола при отклонениях
	10 КСИ 215,9 МС	
	ДРУ – 76	
	ЗТС	
	НУБТ 172 – 18 м	
	УБТ 178 – 72 м	
	ТБПК – 127х9,19 – ост.	

Расчёт утяжелённых бурильных труб (УБТ)

Далее произведём расчёт бурильной колонны для бурения под эксплуатационную колонну. Определим диаметр и длину УБТ для рассматриваемых условий. Для того чтобы сделать такой выбор, надо задаться величиной осевой нагрузки на долото. Этот режимный параметр выбирается на основании статистических данных по бурению на рассматриваемой площади. На Южно-Харьгинском месторождении бурение прямолинейных скважин ведут с осевой нагрузкой 14–20 тонн.

Диаметр УБТ должен находиться в интервале $(0,75–0,85) \cdot D_{\text{дол}}$. Воспользуемся УБТ наружным диаметром 178 мм, 1 м длины которых имеет массу 156 кг, внутренний

диаметр равен 80 мм. Так как колонна УБТ одномерная, длину УБТ определим по формуле:

$$l_{y\delta m} = \frac{1,25 \cdot P_{\text{дол}}}{q_{y\delta m}}, \quad (8)$$

где $P_{\text{дол}}$ – нагрузка на долото, МН; $q_{y\delta m}$ – вес 1 м УБТ, МН.

$$l_{y\delta m} = \frac{1,25 \cdot 140}{1,56} = 116,2 \text{ м.}$$

Принимаем $l_{y\delta m} = 117$ м, что требует 13 труб по 9 м.

Критическая нагрузка для одномерной колонны УБТ без учёта перепада давления определяется по формуле:

$$P_{кр} = 2 \cdot \sqrt[3]{E \cdot I \cdot q^2}; \quad (9)$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D^4 - d^4) = \frac{\pi}{64} \cdot (178^4 - 80^4) = 4,72 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4 = 4720 \text{ см}^4;$$

$$P_{кр} = 2 \cdot \sqrt[3]{2,1 \cdot 10^7 \cdot 472 \cdot 15,6^2} = 57,8 \text{ кН,}$$

где E – модуль упругости ($E = 2,1 \cdot 10^7$ Н/см²); I – экваториальный момент инерции сечения трубы, см⁴; $q_{y\delta m}$ – вес 1 м УБТ, Н/см.

Тогда вес секции:

$$Q_{y\delta m} = 1,56 \cdot 117 = 182,5 \text{ кН.}$$

Поскольку критическая нагрузка меньше нагрузки на долото, то с целью ограничения поперечной деформации УБТ и площади контакта со скважиной рекомендуется при необходимости устанавливать на УБТ промежуточные опоры профильного сечения. Число опор рассчитываем по формуле:

$$n_{no} = \frac{l_i - l_0}{a} - 1, \quad (10)$$

где l_i – длина i -ой секции; l_0 – длина компоновки для борьбы с искривлением; a – расстояние между опорами, м.

$$n_{no} = \frac{117 - 0}{23,5} - 1 = 4,97.$$

Принимаем число опор, равным 5.

Расчёт бурильных труб

При роторном способе бурения рекомендуется сначала делать расчёт на выносливость, а после этого расчёт на статическую прочность.

Отношение диаметра бурильных труб, расположенных над УБТ, к диаметру УБТ, должно быть не менее 0,7. Исходя из этого условия, принимаем бурильные трубы с приваренными по высаженной части замками и толщиной стенки 9 мм (ТБПВ – 127) группы прочности К. Предел текучести $\sigma_m = 90$ МПа.

Допускаемая глубина спуска колонны из труб этого диаметра равна:

$$l_{\delta m} = \frac{Q_p - 1,15 \cdot Q_{y\delta m} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\delta p}}{\rho_{\delta m}}\right) - P_{\text{дол}} \cdot F_k}{1,15 \cdot q_2 \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\delta p}}{\rho_{\delta m}}\right)}, \quad (11)$$

где Q_p – допускаемая растягивающая нагрузка бурильных труб данной секции, МН;

$$Q_p = \frac{\sigma_m \cdot F_{mp}}{n}; \quad (12)$$

σ_m – предел текучести материала труб, МПа; F_{mp} – площадь поперечного сечения труб, м²; n – коэффициент запаса прочности ($n = 1,35$).

Тогда:

$$Q_p = \frac{90 \cdot 33,4 \cdot 10^{-4}}{1,35} = 0,22 \text{ МН},$$

где q_2 – вес 1 м бурильных труб, МН; $Q_{y\delta m}$ – вес УБТ, МН; F_k – площадь сечения канала труб, м²; $\rho_{\delta m}$ – плотность материала стальных бурильных труб, г/см³.

Тогда допускаемая глубина спуска колонны из труб диаметром 127 мм равна:

$$l_{\delta m} = \frac{0,22 - 1,15 \cdot 0,18 \cdot \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right) - 1,8 \cdot 93,3 \cdot 10^{-4}}{1,15 \cdot 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right)} = 90 \text{ м}.$$

Принимаем $l_{\delta m} = 90$ м. Вес секции:

$$Q_{\delta m} = 90 \cdot 267 = 24030 \text{ Н}.$$

Общая длина колонны составит:

$$L = l_{y\delta m} + l_{\delta m} = 117 + 90 = 207 \text{ м}.$$

Расчёт легкосплавных бурильных труб (ЛБТ)

Остальная часть бурильной колонны (длиной 1513 м) комплектуется легкосплавными бурильными трубами ЛБТ 147×11. Допускаемая длина колонны легкосплавных бурильных труб:

$$l_{лбт} = \frac{Q_p^{(2)} - Q_p}{1,15 \cdot q_3 \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\delta p}}{\rho_{лбт}}\right)}, \quad (13)$$

где $Q_p^{(2)}$ – предельная нагрузка для легкосплавных бурильных труб, Н ($Q_p^{(2)} = 1240$ кН); q_3 – вес 1 м легкосплавных бурильных труб, Н ($q_3 = 16,5$ кг = 165,0 Н); $\rho_{лбт}$ – плотность материала легкосплавных бурильных труб, г/см³.

Допускаемая длина колонны легкосплавных труб ЛБТ 147×11:

$$l_{лбт} = \frac{1240000 - 220000}{1,15 \cdot 165,0 \cdot \left(1 - \frac{1,05}{2,80}\right)} = 8600 \text{ м}.$$

Полученное значение превышает глубину оставшейся части ствола скважины. Важно также, что в трубах ЛБТ 147×11 за счёт большего диаметра снижаются потери давления циркулирующей промывочной жидкости.

Длину легкосплавных бурильных труб принимаем $l_{лбт} = 1513$ м. Вес секции ЛБТ $Q_{лбт} = 1513 \cdot 165 = 249645$ Н.

Расчёт колонны бурильных труб на статическую прочность

Условие прочности для вертикальных скважин:

$$\sigma_p \leq [\sigma], \quad (14)$$

где σ_p – нормальное растягивающее напряжение, МПа; $[\sigma]$ – допускаемое напряжение, МПа.

$$[\sigma] = \frac{\sigma_m}{k_{зан}}, \quad (15)$$

где σ_m – предел текучести материала буровых труб, МПа; $k_{зан}$ – коэффициент запаса прочности в зависимости от условия работ ($k_{зан} = 1,5$).

$$[\sigma] = \frac{300}{1,5} = 200 \text{ МПа.}$$

Нормальное растягивающее напряжение в поперечном сечении буровой колонны:

$$\sigma_p = \frac{k \cdot g \cdot (m_{сбт} + m_{убт}) \cdot \left(1 - \frac{\gamma_p}{\gamma_{ст}}\right) + k \cdot m_{лбт} \cdot \left(1 - \frac{\gamma_p}{\gamma_{ал}}\right) \cdot S_k \cdot \Delta P_{дол}}{10^6 \cdot S_m}, \quad (16)$$

где k – коэффициент, учитывающий влияния трения сил инерции и сил сопротивления движению бурового раствора ($k = 1,15$); $\Delta P_{дол}$ – перепад давления на долоте, Па ($\Delta P_{дол} = 1,14$ МПа); S_k – площадь поперечного сечения канала трубы, м²; S_m – площадь поперечного сечения тела трубы, м²; $\gamma_{ст}$ – удельный вес стали, Н/м³; $\gamma_{ал}$ – удельный вес алюминия, Н/м³; γ_p – удельный вес бурового раствора, Н/м³; $m_{сбт}$, $m_{убт}$, $m_{лбт}$ – масса СБТ, УБТ и ЛБТ соответственно, кг.

$$S_k = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (17)$$

где d – внутренний диаметр ЛБТ 147×11.

$$S_m = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4}, \quad (18)$$

где D – наружный диаметр ЛБТ 147×11.

$$S_k = \frac{3,14 \cdot 0,125^2}{4} = 0,012 \text{ м}^2; \quad S_m = \frac{3,14 \cdot (0,147^2 - 0,125^2)}{4} = 0,0047 \text{ м}^2,$$

где μ – расходный коэффициент, зависящий от типа насадки ($\mu = 0,92$); ω – суммарная площадь сечения промывочных каналов в долоте; Q – расход, обеспечивающий вынос шлама.

$$\omega = 3 \cdot \frac{\pi \cdot f^2}{4}, \quad (19)$$

где f – площадь сечения промывочного канала в долоте.

$$\omega = 3 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,015^2}{4} = 5,3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

$$\sigma_p = \frac{1,1 \cdot 9,81 \cdot (8010 + 8520) \cdot \left(1 - \frac{1,15}{7,85}\right) + 1,1 \cdot 38940 \cdot \left(1 - \frac{1,15}{2,8}\right) \cdot 0,012 \cdot 2,14}{10^6 \cdot 0,0047} = 32,5 \text{ МПа};$$

$$32,5 < 200 \text{ МПа.}$$

Следовательно, условие прочности выполняется.

Выбор типов промывочной жидкости и гидравлической программы промывки

Каждый буровой раствор имеет свои границы применения, которые зависят главным образом от геологических условий бурения: пластового давления вскрытых скважинной горизонтов, устойчивости пород, слагающих эти горизонты, минерального состава разбурываемых пород.

Механическая скорость проходки, эффективность и долговечность работы бурового оборудования увеличиваются с ростом подвижности промывочного агента. С этой точки зрения, циркулирующие реагенты можно расположить в следующем порядке: газ, вода, буровые растворы. Однако с точки зрения универсальности и объёма применения они располагаются в обратном порядке: буровые растворы, вода, газ.

Естественные буровые растворы, представляющие собой коллоидную смесь воды и глины, широко применяются при бурении в неосложнённых условиях, т.е. при отсутствии в разрезе скважины высоконапорных и поглощающих горизонтов, а также пород, склонных к нарушению пристволенной зоны скважины.

Качество бурового раствора существенно влияет на скорость и успех проводки скважины. С увеличением плотности бурового раствора гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины возрастают, вследствие чего коэффициент подачи насосов уменьшается. Увеличение плотности раствора, как правило, сопровождается ростом его вязкости и напряжения сдвига, что приводит к снижению подачи жидкости на забой и значительно ухудшает очистку забоя и промывку ствола скважины.

Обоснование типов и параметров буровых растворов

Тип бурового раствора (его компонентный состав) зависит от физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений и забойной температуры. Качество бурового раствора должно обеспечивать успешную проводку скважины, крепление её обсадными колоннами и эффективное вскрытие продуктивного пласта. Используемый буровой раствор и химические реагенты, применяемые для его обработки, должны быть малоопасны с точки зрения охраны окружающей природной среды и безвредными для здоровья людей. Система очистки бурового раствора должна обеспечивать эффективную очистку его от выбуренной породы, в том числе избыточного содержания глинистой коллоидной фракции.

С учётом вышесказанного, для бурения эксплуатационных скважин на Южно-Харьгинском месторождении предусмотрено применение отечественных и импортных химреагентов, малоопасных для окружающей природной среды и людей. Буровой раствор, обработанный по принятым рецептурам, малоопасен для окружающей природной среды и рабочих.

В связи с опасностью проявлений строго нормируется плотность бурового раствора, остальные параметры проектируются исходя из имеющихся знаний и опыта промыслового бурения.

Плотность бурового раствора рассчитывается для каждого интервала совместимых условий бурения по горизонту с максимальным градиентом пластового давления по формуле:

$$\rho = \frac{k \cdot p_{нл}}{g \cdot h}, \quad (20)$$

где ρ – плотность промывочной жидкости; h – глубина залегания кровли пласта; k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым:

$k = 1,10-1,15$ при h до 1200 м;

$k = 1,05-1,10$ при h до 2500 м.

Результаты расчётов сведены в таблицу 9.

В интервале 0–30 м породы представлены суглинком с включением гальки и гравия, с прослоями разнозернистого песка. При бурении под направление используем полимерглинистый раствор плотностью 1122 кг/м³, вязкостью 60–65 сек, pH = 9,5.

Таблица 9 – Данные

Интервал, м	$\rho_{пл}$, МПа	k	ρ , кг/м ³
0–30	0,3	1,15	1122
30–730	7,3	1,15	1122
730–1720	16,7	1,1	1151

При бурении ствола скважины под кондуктор вскрывается разрез, сложенный переслаиванием песков, глин и песчаников, относящихся к многолетнемёрзлым породам. Для приготовления и обработки полимерглинистого раствора будем применять следующие реагенты:

- бентонитовый глинопорошок – для приготовления глинистого раствора;
- КМЦ – для уменьшения фильтрации;
- графит – смазывающая добавка.

Параметры бурового раствора в интервале 30–730 м:

- плотность 1122 кг/м³;
- условная вязкость 55–65 с;
- показатель фильтрации 8–10 см³/30 мин.;
- статистическое напряжение сдвига 20 дПа – для обеспечения нормальной удерживающей способности раствора;

- динамическое напряжение сдвига 20–35 дПа;
- песок <1 %;
- рН = 8–9.

Интервал 730–1720 м представлен песчаниками, глинами и алевролитами. Условия бурения нормальные, следует использовать полимерглинистый буровой раствор. Особое внимание при бурении под эксплуатационную колонну следует отвести обеспечению устойчивости стенок скважин, уменьшению толщины и липкости глинистой корки. Для обработки бурового раствора будем использовать реагенты:

- КМЦ;
- Унифлок;
- сода кальцинированная;
- омыленный таловый пек – снижение фильтрации;
- графит.

Параметры полимерглинистого раствора:

- плотность 1039 кг/м³;
- условная вязкость 55–90 с;
- показатель фильтрации 4–5 см³/30 мин.;
- статическое напряжение сдвига 10–20 дПа;
- динамическое напряжение сдвига 20–35 дПа;
- песок <1 %;
- рН = 8–9.

Перед вскрытием продуктивного пласта для сохранения коллекторских свойств в буровой раствор рекомендуется ввести поверхностно-активные вещества (ПАВ). Содержание ПАВ колеблется от 0,01 % до 0,1 %.

Ввод ПАВ способствует:

- снижению поверхностного натяжения на контакте «фильтрат – порода»;
- снижению капиллярного давления;
- увеличению эффективных радиусов поровых каналов за счёт снижения толщины адсорбционных оболочек поверхности;
- гидрофобизации поверхности поровых каналов и не допускает образование водонефтяной эмульсии.

Необходимый объём бурового раствора для бурения скважины определяем по формуле:

$$V = V_n + V_{оп} + a \cdot V_{скв},$$

где V_n – объём желобной системы и приёмных ёмкостей буровых насосов, м³ ($V_n = 50$ м³); a – коэффициент запаса бурового раствора ($a = 1,5$); $V_{бр}$ – объём бурового раствора, теряемого безвозвратно в процессе бурения в циркуляционной системе при поглощении, м³.

$$V_{\text{бр}} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot l_i, (21)$$

где n_i – норма расхода бурового раствора на 1 м проходки, м³; l_i – величина технологического интервала скважины, м; $V_{\text{скв}}$ – объём скважины в конце i -го интервала бурения с промывкой данным типом раствора, м³.

$$V_{\text{скв}} = \sum_{i=1}^n \frac{\pi \cdot D_i^2}{4} \cdot l_i \cdot k_i, (22)$$

где D_i – диаметр ствола скважины i -го технологического интервала, м; k_i – коэффициент кавернозности i -го интервала.

Затем определяем потребное количество химреагентов и материалов для приготовления проектируемых типов буровых растворов по формуле:

$$Q_{\text{хр}} = q_{\text{хр}} \cdot V, (23)$$

где $q_{\text{хр}}$ – количество химреагентов, необходимых для приготовления 1 м³ глинистого раствора заданной плотности, кг.

Рассчитаем объём бурового раствора при бурении под направление:

$$V_n = 50 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{б}} = 0,39 \cdot 30 = 11,7 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{скв}} = 0,785 \cdot (0,492)^2 \cdot 30 \cdot 1,2 = 7,4 \text{ м}^3;$$

$$V = 50 + 11,7 + 1,5 \cdot 7,4 = 72,8 \text{ м}^3.$$

Реагенты	кг/м ³	Расход реагентов, кг
бентонит	60	4368
Na ₂ CO ₃	0,5	36,4

Рассчитаем объём бурового раствора при бурении под кондуктор:

$$V_{\text{б}} = 0,21 \cdot 700 = 147 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{скв}} = 0,785 \cdot (0,369)^2 \cdot 700 \cdot 1,12 = 83,8 \text{ м}^3;$$

$$V = 50 + 147 + 1,5 \cdot 83,8 = 322,7 \text{ м}^3.$$

Реагенты	кг/м ³	Расход реагентов, кг
бентонит	60	19362
Na ₂ CO ₃	0,5	161,35
NaHCO ₃	1,5	484

Рассчитаем объём бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну:

$$V_{\text{б}} = 0,12 \cdot 990 = 119 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{скв}} = 0,785 \cdot (0,270)^2 \cdot 990 \cdot 1,03 = 58,5 \text{ м}^3;$$

$$V = 50 + 119 + 1,5 \cdot 58,5 = 256,7 \text{ м}^3.$$

Реагенты	кг/м ³	Расход реагентов, кг
бентонит	10	2567
Na ₂ CO ₃	0,5	128
NaHCO ₃	0,5	128
NaOH	3	771
Defoamer	2	513,4

Проектирование режимов бурения

Под режимом бурения понимают комплекс субъективных факторов, которые определяют эффективность работы породоразрушающего инструмента на забое скважины. Каждый из этих факторов называется режимным параметром. При турбинном бурении изменение одного из параметров режима бурения сразу оказывает влияние на другие, поскольку рабочая характеристика турбобура связывает ряд параметров. В качестве основных режимных параметров можно выделить:

- осевая нагрузка на долото G_{oc} , кН;
- частота вращения долота n , мин.⁻¹;
- расход промывочной жидкости при этом меняется автоматически.

Расчёт осевой нагрузки на долото

Осевая нагрузка как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение элементов долота в горную породу. Естественно, что с увеличением осевой нагрузки на долото увеличивается и эффективность разрушения породы. Но необходимо отметить, что при увеличении нагрузки скорость проходки растёт до определённого предела и, дойдя до максимального своего значения, снижается, что необходимо учитывать при расчёте.

Наиболее точным методом расчёта осевой нагрузки на долото считается статистический метод расчёта осевой нагрузки. После расчёта полученное значение сравнивается с допустимой нагрузкой на долото (по паспорту) и принимается нагрузка в пределах вычисленных величин.

Осевая нагрузка на долото рассчитывается по следующей формуле:

$$G_{oc} = g_0 \cdot D_{дол}, \quad (24)$$

где $D_{дол}$ – диаметр долота, м; g_0 – удельная нагрузка на 1 м диаметра долота для бурения в породах данной категории, кН/м.

Для данного района работ рекомендуется применять следующие удельные нагрузки:

- для мягких и мягких абразивных пород: $g_0 \leq 200$ кН/м;
- для мягких пород с вкраплениями пород средней твёрдости: $g_0 \leq 200\text{--}400$ кН/м;
- для пород средней твёрдости, абразивных пород средней твёрдости и пород средней твёрдости с вкраплениями твёрдых: $g_0 \leq 400\text{--}800$ кН/м.

Для бурения в интервале 0–30 м $g_0 = 180$ кН/м, так как интервал сложен мягкими породами. Тогда по формуле:

$$G_{oc} = 180 \cdot 0,3937 = 70,87 \text{ кН.}$$

Расчётное значение осевой нагрузки не должно превышать 80 % от допустимой по паспорту долота:

$$G_{oc} \leq 0,8 \cdot G_{дол},$$

где $G_{дол}$ – допустимая нагрузка на долото по паспорту, кН.

Для долота III393,7М-ЦВ $G_{дол} = 470$ кН, тогда по формуле:

$$G_{oc} \leq 0,8 \cdot 470 = 376 \text{ кН.}$$

Условие выполняется. Из полученных данных следует, что на интервале бурения под направление осевая нагрузка составит 71 кН.

На интервале бурения под кондуктор 30–730 м представлены мягкие и средние породы, поэтому $g_0 = 250$ кН/м. Тогда по формуле:

$$G_{oc} = 250 \cdot 0,2953 = 73,83 \text{ кН.}$$

Для долота III 295,3 МС-ЦВ $G_{дол} = 400$ кН, тогда по формуле:

$$G_{oc} \leq 0,8 \cdot 400 = 320 \text{ кН.}$$

Условие выполняется. Следовательно, на интервале бурения под кондуктор осевую нагрузку принимаем равной 74 кН.

Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале 730–1722 м $g_0 = 500$ кН/м, так как интервал представлен породами средней твёрдости. Тогда по формуле:

$$G_{oc} = 500 \cdot 0,2159 = 107,95 \text{ кН.}$$

Для долота III 215,9 СЗ-ГВ $G_{дол} = 250$ кН, тогда по формуле:

$$G_{oc} \leq 0,8 \cdot 250 = 200 \text{ кН.}$$

Условие выполняется. Следовательно, на интервале 73–1720 м осевая нагрузка составит 108 кН.

Принятые осевые нагрузки с учётом всех условий и расчётов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Принятые осевые нагрузки с учётом всех условий и расчётов

Интервал, м	0–30	30–730	730–1720
Осевая нагрузка, кН	71	74	108

Расчёт частоты вращения долота

При выборе оптимальных величин частоты вращения долота и осевой нагрузки на долото необходимо использовать результаты исследований бурения опорно-технологических скважин на данной площади или на площадях с аналогичными геологическими условиями. При отсутствии таких сведений можно воспользоваться методом математической статистики, если имеется достаточная информация.

Каждому классу пород соответствуют свои оптимальные скорости вращения долота, превышение которых вызывает снижение механической скорости бурения. Также превышение частоты вращения долота снижает долговечность их работы вследствие более интенсивного износа опор и сокращает проходку долота за рейс.

Оптимальные частоты вращения долот находятся в диапазонах:

- для долот типа М 250–400 об./мин.;
- для долот типа МС 150–300 об./мин.;
- для долот типа СЗ 100–200 об./мин.

Существует 3 метода расчёта частоты вращения:

- 1) технологический метод (по износу опор долота);
- 2) аналитический метод (по времени контакта зубьев долота с породой);
- 3) статистический метод (по предельной окружной скорости).

Расчёт оптимальной частоты вращения долот статистическим методом производится по формуле:

$$n = \frac{60 \cdot v_{лин}}{\pi \cdot D_{дол}}, \quad (25)$$

где $v_{лин}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, рассчитывается по таблице 11.

Таблица 11 – Данные для расчёта рекомендуемой линейной скорости на периферии долота

Тип горной породы	М, МЗ	МС, МСЗ	С, СЗ, СТ
Линейная скорость, м/с	3,5–2,8	2,8–1,8	1,8–1,3

Подставляя в формулу численные значения получаем:

- для III 393,7М-ЦВ $n = \frac{60 \cdot 3,5}{3,14 \cdot 0,3937} = 170$ об./мин.;
- для III 295,3 МС-ЦВ $n = \frac{60 \cdot 2,8}{3,14 \cdot 0,2953} = 181$ об./мин.;
- для III 215,9 СЗ-ГВ $n = \frac{60 \cdot 1,5}{3,14 \cdot 0,2159} = 132$ об./мин.

Расчёт оптимальной частоты вращения долот технологическим методом по износу опор производится по формуле:

$$n = \frac{T_0}{0,02 \cdot (\alpha + 2)}, \quad (26)$$

где T_0 – константа, характеризующая стойкость опор долота, определяется по формуле:

$$T_0 = 0,0935 \cdot D_{\text{дол}};$$

α – коэффициент, характеризующий свойства горной породы:

- для М, МЗ = 0,7–0,9;
- для С, СТ = 0,5–0,7.

Тогда по формуле получим:

- для III 393,7М-ЦВ $n = \frac{0,0935 \cdot 393,7}{0,02 \cdot (0,8 + 2)} = 657$ об./мин.;
- для III 295,3 МС-ЦВ $n = \frac{0,0935 \cdot 295,3}{0,02 \cdot (0,8 + 2)} = 493$ об./мин.;
- для III 215,9 СЗ-ГВ $n = \frac{0,0935 \cdot 215,9}{0,02 \cdot (0,6 + 2)} = 388$ об./мин.

Условие выполнено. Рассчитанное число оборотов не превышает ограничения. Принятые по расчётам данные сводим в таблицу.

Интервал, м		Число оборотов, об./мин.
0–30	III 393,7М-ЦВ	170
30–730	III 295,3 МС-ЦВ	181
730–1720	III 215,9 СЗ-ГВ	132

Расчёт необходимого расхода промывочной жидкости

Грамотно рассчитанный расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- нормальную (устойчивую) работу забойного двигателя;
- сохранение целостности и нормального диаметра ствола скважины (предупреждение эрозии стенок скважины и гидроразрыва пород).

Определяем максимальную подачу буровых насосов при бурении с «нуля» ($L = 0$) по формуле:

$$Q = \sqrt[3]{\frac{N_{\text{пол}}}{A \cdot \rho_{\text{бр}}}}, \quad (27)$$

где $N_{\text{пол}}$ – полезная мощность бурового насоса, кВт (полезная мощность бурового насоса УНБ-600 составляет 510 кВт); A – коэффициент потерь давления, не зависящий от глубины скважины.

Коэффициент A определяется по формуле:

$$A = a_{ман} + a_{убт} \cdot l_{убт} + a_{дол}, \quad (28)$$

где $a_{ман}$ – коэффициент потерь давления в манифольде (так как диаметр проходного отверстия ведущей трубы составляет 100 мм, то $a_{ман} = 30 \cdot 10^{-5}$); $a_{убт}$ – коэффициент потерь давления в УБТ (для УБТ диаметром 178 мм $a_{убт} = 0,59 \cdot 10^{-5}$); $a_{дол}$ – коэффициент потерь в промывочных отверстиях долота, который определяется по формуле:

$$a_{дол} = \frac{0,12}{F^2},$$

где F – суммарная площадь промывочных отверстий долота, см² (для долота диаметром 295,3 мм $F = 21$ см²).

$$a_{дол} = \frac{0,12}{21^2} = 27,2 \cdot 10^{-5}.$$

Подставив значения этих величин в формулу (28), получим:

$$A = (30 + 0,59 \cdot 144 + 27,2) \cdot 10^{-5} = 142,2 \cdot 10^{-5}.$$

Определяем расход бурового раствора:

$$Q = \sqrt[3]{\frac{2 \cdot 510}{142 \cdot 10^{-5} \cdot 1,12}} = 82,4 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

Согласно характеристике бурового насоса УНБ-600 можно получить подачу 84 дм³/с, если на двух насосах будут диаметры поршней 180 мм (подача одного насоса при этом составляет 42 дм³/с).

Определяем допустимую глубину бурения при подаче 84 дм³/с по формуле:

$$L_{дол} = \frac{N_{нас} - A \cdot \rho_{бр} \cdot Q^3}{B \cdot \rho_{бр} \cdot Q^3}, \quad (29)$$

где B – коэффициент потерь давлений, зависящий от глубины бурения и определяемый по формуле:

$$B = a_{тр} + \frac{a_{зам}}{l_{зам}} + a_{кп}, \quad (30)$$

где $a_{тр}$ – коэффициент потерь давлений в бурильных трубах ($a_{тр} = 61 \cdot 10^{-8}$); $a_{зам}$ – коэффициент потерь давлений в бурильных замках ($a_{зам} = 230 \cdot 10^{-8}$); $l_{зам}$ – среднее расстояние между замками, для расчётов принимается равным 10 м; $a_{кп}$ – коэффициент потерь давлений в затрубном пространстве ($a_{кп} = 3,5 \cdot 10^{-8}$).

$$\text{Следовательно: } B = \left(61 + \frac{230}{10} + 3,5 \right) \cdot 10^{-8} = 87,5 \cdot 10^{-8}.$$

Определяем допустимую глубину бурения:

$$L_{дол} = \frac{2 \cdot 510 - 142,2 \cdot 10^{-5} \cdot 1,12 \cdot 84^3}{87,5 \cdot 10^{-8} \cdot 1,12 \cdot 84^3} = 842 \text{ м}.$$

Предварительно принимаем $L_{дол} = 730$ м, так как с глубины 730 м плотность бурового раствора составляет 1,04 г/см³ и диаметр долота 215,9 мм. Для новых условий определяем $a_{дол}$, $a_{кп}$, A и B .

$$a_{дол} = \frac{0,12}{13,5^2} = 65,8 \cdot 10^{-5}; \quad a_{кп} = 42,5 \cdot 10^{-8};$$

$$A = (30 + 0,59 \cdot 144 + 65,8) \cdot 10^{-5} = 180,8 \cdot 10^{-5};$$

$$B = \left(61 + \frac{230}{10} + 42,5 \right) \cdot 10^{-8} = 126,5 \cdot 10^{-8}.$$

Определяем допустимую глубину бурения при подаче 84 дм³/с:

$$L_{доп} = \frac{2 \cdot 510 - 180,8 \cdot 10^{-5} \cdot 1,04 \cdot 84^3}{126,5 \cdot 10^{-8} \cdot 1,15 \cdot 84^3} = 1056 \text{ м.}$$

Для увеличения допустимой глубины бурения принимаем на двух насосах диаметры поршней равными 170 мм. Тогда подача одного насоса составит 36 дм³/с, а подача двух насосов соответственно 72 дм³/с.

Определяем допустимую глубину бурения при подаче 72 дм³/с:

$$L_{доп} = \frac{2 \cdot 510 - 180,8 \cdot 10^{-5} \cdot 1,04 \cdot 72^3}{126,5 \cdot 10^{-8} \cdot 1,15 \cdot 72^3} = 1984 \text{ м.}$$

Расход промывочной жидкости, необходимый для очистки забоя

Минимально необходимый расход Q_1 из условия нормальной очистки забоя определяется по формуле:

$$Q_1 \geq q \cdot F_{заб}, \quad (31)$$

где q – удельный расход жидкости, необходимый для удовлетворительной очистки забоя ($q = 0,57-0,65$ м/с); $F_{заб}$ – площадь проекции забоя.

$$Q_1 \geq 0,57 \cdot \frac{\pi \cdot D_{дол}^2}{4}.$$

При бурении под кондуктор: $Q_1 \geq 0,57 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,2953^2}{4} = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}.$

Под эксплуатационную колонну: $Q_1 \geq 0,57 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,2159^2}{4} = 0,02 \text{ м}^3/\text{с}.$

Расход жидкости, необходимый для выноса шлама

Расход, обеспечивающий вынос шлама должен обеспечивать такую скорость восходящего потока, которая превышает скорость падения твёрдых частиц, что базируется на данных практики бурения. При бурении на структурированном растворе скорость восходящего потока обычно выбирается $v_e = 0,4-0,6$ м/с.

$$Q_2 \geq v_e \cdot S_{кп}, \quad (32)$$

где v_e – скорость восходящего потока бурового раствора; $S_{кп}$ – площадь кольцевого пространства.

При бурении под кондуктор:

$$Q_2^{кон} \geq 0,5 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,2953^2 - 0,127^2) = 0,028 \text{ м}^3/\text{с}.$$

При бурении под эксплуатационную колонну:

$$Q_2^{экс} \geq 0,4 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,2159^2 - 0,127^2) = 0,012 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расчёт параметров спускоподъёмных операций

По технической характеристике буровой лебёдки ЛБ-750 (табл. 12) определяются скорости подъёма крюка, мощность на барабане, допустимые нагрузки.

Таблица 12 – Техническая характеристика ЛБ-750

Скорость лебёдки	Частота вращения барабана, об./мин.
I	42
II	90
III	158
IV	342

Средняя скорость подъёма крюка:

Длина каната, наматываемого на барабан лебёдки при подъёме одной свечи:

$$L_h = \alpha \cdot l_{ce} \cdot m, \quad (33)$$

где α – безразмерный коэффициент, учитывающий удлинение талевого каната ($\alpha = 1,02$); l_{ce} – длина одной свечи, м; m – число струн талевой системы ($m = 10$).

Тогда: $L_h = 1,02 \cdot 24 \cdot 10 = 245$ м.

Длина каната на барабане лебёдки при навивке в один слой определяется по формуле:

$$L_1 = \pi \cdot D_6 \cdot \frac{L_6}{(d_k + \Delta)}, \quad (34)$$

где D_6 – диаметр барабана лебёдки ($D_6 = 0,8$ м); L_6 – длина барабана лебёдки ($L_6 = 1,2$ м); d_k – диаметр талевого каната ($d_k = 0,028$ м); Δ – расстояние между витками талевого каната, м.

Тогда: $L_1 = 3,14 \cdot 0,8 \cdot \frac{1,2}{(0,028 + 0,001)} = 104$ м.

Число слоёв на барабане лебёдки:

$$z = \frac{L_h}{L_1}. \quad (35)$$

Получаем: $z = \frac{245}{104} = 2,35$. Следовательно, 3 слоя.

Средний диаметр навивки каната найдем по формуле:

$$D_{cp} = \frac{D_0 + D_1}{2}, \quad (36)$$

где D_0 – средний диаметр при навивке в один слой ($D_0 = 0,864$ м); D_1 – средний диаметр при навивке в три слоя ($D_1 = 0,992$ м).

Тогда: $D_{cp} = \frac{0,864 + 0,992}{2} = 0,928$ м.

Средние скорости подъёма крюка:

$$V_{кр}^i = \frac{\pi \cdot D_{cp} \cdot n_6^i}{60 \cdot m}. \quad (37)$$

Получим:

$$V_{кр}^1 = \frac{3,14 \cdot 0,928 \cdot 42}{60 \cdot 10} = 0,2 \text{ м/с}; \quad V_{кр}^2 = \frac{3,14 \cdot 0,928 \cdot 90}{60 \cdot 10} = 0,43 \text{ м/с};$$

$$V_{кр}^3 = \frac{3,14 \cdot 0,928 \cdot 158}{60 \cdot 10} = 0,76 \text{ м/с}; \quad V_{кр}^4 = \frac{3,14 \cdot 0,928 \cdot 342}{60 \cdot 10} = 1,6 \text{ м/с}.$$

Максимальная мощность на крюке:

$$N_{\max} = N_l \cdot \eta_m \cdot \eta_{mc}, \quad (38)$$

где η_m – КПД трансмиссии ($\eta_m = 0,8$); η_{mc} – КПД талевого системы:

$$\eta_{mc} = 1 - 0,02 \cdot m = 1 - 0,2 = 0,8.$$

Тогда: $N_{\max} = 750 \cdot 0,8 \cdot 0,8 = 480$ кВт.

Допустимая нагрузка на крюке на каждой скорости:

$$Q_{кр}^i = \frac{N_{\max}}{V_{кр}^i}. \quad (39)$$

Получим:

$$Q_{кр}^1 = \frac{480}{0,2} = 2400 \text{ кН}; \quad Q_{кр}^2 = \frac{480}{0,43} = 1116 \text{ кН};$$

$$Q_{кр}^3 = \frac{480}{0,76} = 631 \text{ кН}; \quad Q_{кр}^4 = \frac{480}{1,6} = 300 \text{ кН}.$$

Знание допустимых нагрузок на крюке необходимо, так как это позволит наиболее полно использовать мощность привода лебёдки, а, следовательно, уменьшить затраты времени на СПО.

Литература

1. Проект на строительство эксплуатационных скважин на Южно-Харьягинском месторождении на 2008 год, ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению в 4 томах. – М. : Издательство «Недра», 1993-1996. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
5. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика : справочное пособие в 2 книгах. – М. : Издательство «Недра», 2014. – Т. 1–2.
8. 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.
9. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4 томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
10. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
11. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
12. Агзамов Ф.А., Токунова Э.Ф., Комлева С.Ф. О требованиях к тампонажным материалам и технологии крепления для обсадных колонн, работающих в экстремальных условиях // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 22–19.
13. Гнибидин В.Н. Результаты исследований в области предотвращения потери герметичности затрубного пространства скважин в результате воздействия статических и динамических нагрузок // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 54–59.
14. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Техничко-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76–82.
15. Зоценко О.Н. [и др.]. Харьягинское месторождение: результаты внедрения инновационной технологии мониторинга работы скважин для карбонатной залежи // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 2. – С. 66–70.

16. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шиян С.И. Исследование износостойких покрытий бурильных труб при строительстве эксплуатационной скважины на Южно-Харьягинском нефтяном месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3.

References

1. Project to build production wells at the Yuzhno-Kharyaginskoye field in 2008, LLC LUKOIL-Komi.
2. Bulatov A.I., Avetisov A.G. Drilling Engineer Handbook in 4 volumes. – M. : Publishing house «Nedra», 1993–1996. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2010. – 522 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 c.
5. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a training manual for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Driller's satellite : a reference book in 2 books. – M. : «Nedra» Publishing House, 2014. – Vol. 1–2.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and Gas Wells Underground Overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : LLC «Pervaya typographia», 2019. – Vol. 1–4.
10. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
11. Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling flushing fluids : a textbook. – Novocherkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
12. Agzamov F.A., Tokunova E.F., Komleva S.F. About requirements to plugging materials and fastening technology for casing string working in extreme conditions // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 22–19.
13. Gnibidin V.N. Research results in the field of prevention of the tightness loss of the annular space of the wells as a result of the static and dynamic loads // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 54–59.
14. Dobrochasov A.I., Popova Zh.S., Salomatov V.A. Technical and technological solutions for increasing the drilling efficiency of the lateral horizontal wells at the West Siberian fields // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 76–82.
15. Zoshchenko O.N. Zoshchenko O.N. [et al.]. Kharyaginskoe field: results of introduction of innovative technology of well monitoring for carbonate deposit // Oil. Gas. Innovations. – 2019. – № 2. – P. 66–70.
16. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Shiyani S.I. Investigation of the wear-resistant drill pipe coatings during construction of the production well at Yuzhno-Kharyaginskoe oil field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3.