

УДК 622.24.084 + 622.245.1

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ И КРЕПЛЕНИЯ
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ НА ГАЗ ГЛУБИНОЙ 3160 М
НА ПЕСЧАНОЙ ПЛОЩАДИ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ**



**TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR DRILLING AND COMPLETION
AN OPERATION WELL ON A GAS DEPTH OF 3160 M
ON THE SANDY SQUARE OF THE KRASNODAR TERRITORY**

Антонов Евгений Николаевич

ведущий инженер по бурению,
ОСБ УСБ АО «Самотлорнефтегаз»
evgeniy_kz@mail.ru

Аннотация. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений продолжается в течение многих десятилетий, поэтому многие из известных крупных залежей значительно истощены. Имея развитую нефтедобывающую и нефтеперерабатывающую инфраструктуру, регион крайне заинтересован в восполнении топливно-энергетических ресурсов. Особенно ценными являются запасы качественного углеводородного сырья в пределах известных и эксплуатируемых месторождений, так как их вовлечение в эксплуатацию не требует дополнительных затрат на развитие новых инфраструктур, как это происходит в отдельных регионах. В статье рассмотрено проведение работ по бурению и креплению эксплуатационной скважины на газ глубиной 3160 м на Песчаной площади. Важной задачей является рассмотрение высокоэффективной и безопасной технологии крепления скважины. Технические решения, рассмотренные в статье, направлены на создание качественной скважины в плане надёжности и долговечности при строгом соблюдении условий охраны окружающей среды.

Ключевые слова: обоснование и расчёт профиля скважины; обоснование конструкции скважины; проектирование процессов заканчивания скважин; расчёт процессов цементирования скважины; выбор способа цементирования обсадных колонн; гидравлический расчет цементирования скважины; выбор буровой установки.

Antonov Evgeny Nikolaevich

lead drilling engineer,
JSB USB of JSC «Samotlorneftegas»
evgeniy_kz@mail.ru

Annotation. The exploitation of oil and gas fields continues for many decades, so many of the known large deposits are significantly depleted. Having a developed oil production and oil refining infrastructure, the region is extremely interested in replenishing fuel and energy resources. Especially valuable are the reserves of high-quality hydrocarbon raw materials within the known and exploited fields, since their involvement in the operation does not require additional costs for the development of new infrastructures, as is the case in some regions. The article discusses the work on drilling and fixing a production well for gas with a depth of 3160 m on Peschanaya field. An important task is to consider a highly efficient and safe technology for well attachment. The technical solutions discussed in the article are aimed at creating a high-quality well in terms of reliability and durability with strict observance of environmental protection conditions.

Keywords: substantiation and calculation of the well profile; substantiation of well design; design of well completion processes; calculation of well cementing processes; choice of casing cementing method; hydraulic calculation of well cementing; rig selection.

**Общие сведения о районе буровых работ
и геологическое строение участка буровых работ**

Площадь работ расположена на территории Краснодарского края Славянского района, в 100 км от г. Краснодара.

Рельеф местности представляет собой низменность с многочисленными старицами, заболоченными участками, мелкими островами. Максимальные абсолютные отметки 0–1 м. Сейсмичность района до 5 баллов по шкале Рихтера.

По данным бурения и ГИС в разрезе чоккрака выделено 11 пачек. Основные перспективы на Песчаной площади связываются с предполагаемыми залежами, которые приурочены к сложнопостроенным ловушкам в VII и VIII пачках. Благоприятные структурные условия не исключают возможности существования ловушек и в других пачках, в случае развития в них гранулярных коллекторов.

Песчаная площадь входит в состав Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна. В пределах северного борта Западно-Кубанского прогиба, к которому в тектони-

ческом плане относится площадь проведения работ, продуктивным является миоценовый нефтегазоносный комплекс.

В целом анализ результатов поисково-разведочных работ в чокракских отложениях западной части северного борта Западно-Кубанского прогиба позволяет сделать следующие выводы:

1. Чокракские отложения рассматриваемого района характеризуется резкой гидравлической дифференцированностью резервуаров, что находит отражение в региональном развитии АВПД с широким диапазоном коэффициентов аномальности (от 1,37 до 2,08).

2. Продуктивность чокракских отложений не коррелируется со степенью гидродинамической напряжённости вмещающих резервуаров.

3. Углеводородные залежи приурочены сложнопостроенным комбинированным ловушкам с элементами тектонического и литологического экранирования.

4. Экранирующие разрывные нарушения, обособляющие тектонические блоки на северном борту ЗКП, как правило, прослеживаются от среднего сармата до майкопа. Сопоставление толщин, осложнённых дизъюнктивными дислокациями отложений по смежным блокам, показывает, что часть разломов имеет кон-, а часть постседиментационный характер.

5. Линзовидный замкнутый характер чокракских коллекторов позволяет исключить механизм формирования углеводородных залежей за счёт латеральной миграции на региональном уровне.

6. Распределение пластовых давлений по разрезу чокракских отложений не имеет выраженной закономерности увеличения с глубиной, в ряде случаев наблюдается флюидодинамическая инверсия разреза (площади Морозовская, Южно-Морозовская, Варавенская и др.).

7. Строгой математической зависимости между пластовой температурой и глубиной залегания по разрезу чокракских отложений на локальном уровне не прослеживается, что обусловлено резкой литолого-фациальной изменчивостью пород, обладающих различными теплофизическими свойствами.

По данным сейсмических исследований, а также результатам бурения на соседних площадях, в районе работ наиболее выдержаны VII и VIII пачки, с которыми связываются основные перспективы нефтегазоносности чокракских отложений на площади Песчаной. Учитывая сложности, имеющиеся при определении фазового состояния выявленных залежей и невозможность его достоверного прогноза на перспективных площадях, тип залежи VII пачки на площади Песчаной (по аналогии с залежью, вскрытой скважиной № 20 Прибрежной) принимается газоконденсатным, а в VIII пачке (по аналогии с залежью, вскрытой скважиной № 1 Восточно-Прибрежной) – нефтяным.

К настоящему времени на лицензионном участке ООО «Газпром добыча Краснодар» коллектора VII пачки вскрыты на Прибрежной (скважины №№ 1, 3, 4, 12, 13, 14, 15 и 25-бис), Северо-Прибрежной (скважины №№ 1 и 21) и Восточно-Прибрежной (скважины №№ 1 и 2) площадях; коллектора VIII пачки вскрыты на Прибрежной (скважины №№ 3, 14, 15 и 25-бис), Восточно-Прибрежной (скважины №№ 1 и 20) и Черноерковской (скважины №№ 1 и 2) площадях, а на участке ООО «РН – Краснодарнефтегаз» – на Восточно-Черноерковской, Западно-Мечётской, Морозовской, Западно-Морозовской и Южно-Морозовской площадях. С отложениями VIII пачки связана нефтяная залежь, вскрытая скважиной № 1 Восточно-Прибрежной. На штуцере 5 мм дебит нефти составил 205 м³/сут., а газа – 50,6 тыс. м³/сут. Пластовое давление, замеренное на глубине 3258 м, составило 606,0 кгс/см² при коэффициенте аномальности 1,98. Пластовая температура 131 °С.

Таким образом, доказанная продуктивность VII и VIII пачек чокракских отложений на соседних площадях, территориальная близость к выявленным месторождениям, а также сходство термобарических и геологических условий позволяют с достаточной степенью достоверности прогнозировать наличие углеводородных залежей на Песчаной площади в VII и VIII пачках. Кроме того, при развитии коллекторов и благоприятных структурных условиях не исключена возможность наличия УВ залежей в других пачках чокракских отложений.

Конструкция скважины

Конструкция скважины определяется числом спускаемых обсадных колонн, глубиной их установки, диаметром применяемых труб, диаметром долот, которыми ведётся бурение под каждую колонну, высотой подъёма тампонажного раствора в затрубном пространстве и конструкцией забоя.

Конструкция скважины зависит от глубины залегания продуктивных пластов, их продуктивности и коллекторских свойств, пластовых и поровых давлений, а также давления гидроразрыва проходимых пород, физико-механических свойств и состояния пород.

При проектировании конструкции скважины в первую очередь выбирают число обсадных колонн и глубины их спуска, исходя из недопущения несовместимости условий бурения отдельных интервалов ствола. В данном проекте предусматриваются три обсадные колонны: под направление, под кондуктор и эксплуатационная колонна. Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется местоположением продуктивных пластов, способами закачивания и эксплуатации скважины, а также конструкцией забоя. В нашем случае она составляет 3160 м. Глубина кондуктора – 850 м, направления – 30 м.

Диаметры обсадных колонн и долот выбираем снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны.

Исходя из предлагаемого дебита и габаритов средств откачки, а также учитывая установившуюся практику буровых работ в данном районе, принимаем конечный диаметр бурения 215,9 мм, диаметр эксплуатационной колонны – 146 мм.

Диаметры кондуктора и направления выбираем в соответствии с величиной кольцевого зазора между долотом и спускаемой обсадной колонной и кольцевого зазора между обсадной колонной и спускаемым в неё долотом для последующего интервала. Диаметры долот для кондуктора и направления составляют 295,3 мм, 39,7 мм и 490 мм, а диаметры обсадных колонн: 245 мм, 324 мм и 426 мм соответственно.

Высота подъёма тампонажного раствора в затрубном пространстве определяется на основании действующих инструктивных и методических материалов. Высоту подъёма цементного раствора за всеми колоннами следует производить до устья скважины.

Выбор промывочного реагента бурения скважины и вскрытия пласта

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций:

- удаление шлама из-под долота, транспорт его по затрубному пространству и обеспечение отделения его на поверхности;
- удержание шлама во взвешенном состоянии при остановке циркуляции раствора;
- охлаждение долота и облегчение разрушения породы в призабойной зоне;
- создание давления из стенки скважины для предупреждения водо-, нефте- и газопровывлений;
- оказание физико-химического воздействия на стенки скважины, предупреждая их обрушение;
- обеспечение сохранения проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии;
- передача энергии гидравлическому забойному двигателю (при его использовании) и др.

При бурении проектируемой скважины будут использоваться следующие буровые растворы.

В процессе бурения под направление и кондуктор будет применяться глинистый раствор плотностью 1,1 г/см³ с химреагентами (Na₂CO₃, КССБ, графит), который обеспечит бурение без осложнений интервала 0–360 м, где предполагается наличие обвалов.

Свойства глинистого раствора:

плотность, г/см ³	1,1
условная вязкость, с	30–50
СНС _{0/10} , Па	4/6
водоотдача, см ³ /30 мин. (API)	6–8
pH	7
толщина глинистой корки, мм	1

При бурении под эксплуатационную колонну возможны обвалы в интервалах: 1090–1145 м, 1470–1505 м, 2990–3270 м, и нефтепроявления в интервалах: 3060–3080 м, 3100–3120 м. Поэтому здесь предусматривается применение высокоингибирующего калиевого раствора на основе гуматов (ВИКР).

Этот раствор обладает тройным ингибирующим действием:

- 1) хлорид калия как электролит при концентрации более 2 % подавляет процессы набухания глин;
- 2) ионы калия, проникая в кристаллическую решётку, меняют природу глин, делая их водонечувствительными;
- 3) особое ингибирующее действие в этой системе осуществляют гуматы, растворимость которых зависит от величины рН среды.

Существуют критические значения рН ($pH_{кр}$), выше которых гуматы растворимы даже в минерализованном буровом растворе и активно действуют как в регулировании водоотдачи, так и структурно-механических свойств. При значениях рН ниже критического уровня гуматы высаливаются и полностью теряют активность, раствор загустевает, водоотдача повышается. В калиевом растворе величина $pH_{кр}$ колеблется от 8,5 до 9,0, поэтому для поддержания свойств этого раствора на заданном уровне величину рН в системе регулируют на 1,0–1,5 единицы выше, чем $pH_{кр}$.

Процесс ингибирования глин гуматами происходит следующим образом. Фильтрат калиевого раствора, содержащий большое количество растворимых гуматов, проникает в микротрещины глинистой породы. Процесс гидратации глин сопровождается поглощением каустической соды, и величина рН снижается до 7,0–7,4, что значительно ниже критического значения. В такой среде гуматы высаливаются из фильтрата (выпадают в осадок) и существенно повышают прочность сформированных ионами калия коагуляционных контактов между активными плоскостями в микротрещинах глин. В результате такого действия гуматов устойчивость глин существенно повышается.

По некоторым данным ингибирующий эффект гуматов (индекс устойчивости) составляет 60–70 % от общего ингибирующего действия данной системы ВИПГР.

Регулировать величину $pH_{кр}$ можно известью и КСl. С повышением концентрации этих электролитов повышается $pH_{кр}$.

Состав раствора, кг/м³:

бентонит	20–30
NaOH	2–3
ИКГУМ	40
КСl	50
ИКЛИГ-1	10
ИКДЕФОМ	0,3
ИКЛУБ	3–5

Свойства раствора:

плотность, г/см ³	1,65
условная вязкость, с	20–30
пластическая вязкость, сПз	10–15
ДНС, Па	4,0–8,0
СНС _{0/10} , Па	1,5–3,0 / 3,0–6,0
водоотдача, см ³ /30 мин. (API)	6–8
рН	10–11
рН _{кр}	8,5–9,5

Назначение реагентов:

- бентонит – структурообразователь;
- КСl – разжижитель, регулятор свойств корки;
- ФХЛС – регулятор рН.

Технология приготовления ВИПГР

К воде добавляют бентонит, NaOH и перемешивают 1 час, затем вводят КСl и все остальные реагенты, через 15–20 минут перемешивания раствор готов.

Основным недостатком системы ВИПГР является отрицательное влияние фильтрата этого раствора на продуктивные пласты. Гуматы высаливаются из фильтрата в пласте также как в глинах за счёт снижения величины рН вследствие адсорбционных и ионообменных реакций. Осаждённые гуматы кольматируют продуктивный пласт, и проницаемость снижается в 2–4 раза.

Однако в последнее время в бурении развивается тенденция применять для первичного вскрытия продуктивных пластов специальные жидкости типа ИКАРБ с полной заменой ранее применяемого раствора.

В связи с этим система ВИПГР представляется весьма перспективной для бурения в неустойчивых глинах. Помимо высокой эффективности этот раствор отличается доступностью и низкой стоимостью основных реагентов и материалов.

Техника бурения

Определение максимальной массы бурильной колонны

Диаметр бурильных труб должен составлять 60–65 %, а диаметр УБТ – 75–85 % от диаметра долота. Поэтому при бурении проектируемой скважины будут использоваться бурильные трубы диаметром 127 мм, а УБТ – диаметром 178 мм.

Определим вес снаряда по формуле:

$$Q_{кр} = k \cdot \alpha \cdot q \cdot L \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_{см}} \right),$$

где k – коэффициент, учитывающий силы трения колонны бурильных труб стенки скважины, а также возможные прихваты её породой (при подъёме снаряда $k = 1,25–1,50$; при подъёме обсадных труб $k = 1,5–2,0$); α – коэффициент, учитывающий увеличение веса труб за счёт соединяющих их элементов (для муфтово-замкового $\alpha = 1,1$); q – вес 1 м труб, кг; L – длина колонны труб, м; $\gamma_{жс}$ – удельный вес промывочной жидкости, г/см³; $\gamma_{см}$ – удельный вес материала бурильных труб (для стали 7,85 г/см³).

Для колонны диаметром 324 мм:

$$Q_{кр} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot 31,9 \cdot 30 \cdot \left(1 - \frac{1,1}{7,85} \right) = 1320,06 \text{ кг} = 1,32 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$Q_{кр} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot 31,9 \cdot 850 \cdot \left(1 - \frac{1,1}{7,85} \right) = 27858,08 \text{ кг} = 27,85 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$Q_{кр} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot 31,9 \cdot 3160 \cdot \left(1 - \frac{1,65}{7,85} \right) = 122247,86 \text{ кг} = 122,24 \text{ тонн.}$$

Вес снаряда можно также рассчитать по следующей формуле:

$$Q_{кр} = (P_{при} + P_{переводн} + P_{убт} + P_{вед.тр} + P_{вертлюга}) \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_{см}} \right).$$

Для этого необходимо знать длину утяжелённых бурильных труб. Вычислим её по формуле:

$$L_{УБТ} = k \cdot \frac{P}{q \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_{см}} \right)},$$

где P – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, Н; q – вес 1 м УБТ, кг; k – коэффициент завышения веса БТ ($k = 1,25$).

Для колонны диаметром 324 мм:

$$L_{УБТ} = 1,25 \cdot \frac{5954,75}{1560 \cdot \left(1 - \frac{1,1}{7,85}\right)} = 6,67 \text{ м.}$$

Осевая нагрузка осуществляется с навеса.

Для колонны диаметром 245 мм:

$$L_{УБТ} = 1,25 \cdot \frac{121190,4}{1560 \cdot \left(1 - \frac{1,1}{7,85}\right)} = 135,52 \text{ м.}$$

Применяем 5 свечей УБТ диаметром 178 мм по 28 м.

Для колонны диаметром 146 мм:

$$L_{УБТ} = 1,25 \cdot \frac{168207,69}{1560 \cdot \left(1 - \frac{1,65}{7,85}\right)} = 190,92 \text{ м.}$$

Применяем 7 свечей УБТ диаметром 178 мм по 28 м.

Вычислим вес бурового снаряда для эксплуатационной колонны:

$$Q_{кр} = (P_{при} + P_{переводн} + q_{убт} \cdot L_{убт} + q_{бур.тр.} \cdot L_{бур.тр.} + q_{вед.тр.} \cdot L_{вед.тр.} + P_{верт.люба}) \times \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{ст}}\right).$$

$$Q_{кр} = (150 + 15 + 190 \cdot 156 + 3100 \cdot 31,9 + 15 \cdot 124,3 + 2300) \cdot \left(1 - \frac{1,65}{7,85}\right) = 112549,77 \text{ кг} = 112,55 \text{ тонн}$$

Определим вес обсадной эксплуатационной колонны по формуле:

$$P_{обс} = L_{обс} \cdot q_{обс},$$

где $L_{обс}$ – длина обсадной колонны, м; $q_{обс}$ – вес 1 м обсадных труб, кг.

$$P_{обс} = 3290 \cdot 33,5 = 110215 \text{ кг} = 110,22 \text{ тонн.}$$

Выбор типа буровой установки

Буровые установки – это комплексные системы, включающие все основные и вспомогательные агрегаты и механизмы, которые необходимы для строительства скважины. Эксплуатационные характеристики бурового оборудования и их конструкция закладываются таким образом, чтобы обеспечить оптимальные условия при бурении скважин определенной глубины установками соответствующего класса.

Буровую установку выбирают по её максимальной грузоподъёмности, обуславливающей вес в воздухе наиболее тяжелой колонны бурильных труб. По номинальной грузоподъёмности ограничивается и допустимый вес в воздухе обсадной колонны, спускаемой в один приём.

Тип привода буровой установки выбирается в зависимости от региональных условий. Учитывая опыт работ в данном районе, бурение проектируемой скважины будет осуществляться с использованием привода от ДВС.

Буровая установка с дизель-гидравлическим приводом БУ3200/200ДГУ-1 соответствует проектной глубине скважины 3290 м и максимальной нагрузке на крюке 122,25 тонн.

Она предназначена для бурения эксплуатационных и разведочных скважин на нефть и газ условной глубиной 3200 м в условиях умеренного климата, климатическое исполнение «У», категория I.

Способ монтажа и транспортирования

Конструкция буровой установки предусматривает:

- крупноблочное транспортирование вышечно-лебёточного и навесного блоков на тяжеловозах ТПП-70 и Т-60;
- транспортирование средними блоками на трейлерах и платформах ПП40Бр грузоподъёмностью 40 тонн;
- агрегатный способ перевозки транспортом общего назначения.

Основные параметры БУЗ200/200ДГУ-1:

1. Допускаемая нагрузка на крюке, кН (тс)	2000 (200)
2. Условная глубина бурения, м	3200
3. Скорость подъёма крюка при расхаживании колонн, м/с	0,2
4. Скорость установившегося движения при подъёме элеватора (без нагрузки), м/с	1,5
5. Расчётная мощность, развиваемая приводом на входном валу подъёмного агрегата, кВт	670
6. Диаметр отверстия в столе ротора, м	700
7. Расчётная мощность привода ротора, кВт	280
8. Мощность бурового насоса, кВт	950
9. Высота основания (от пола буровой), м	6
10. Просвет для установки сборки превенторов, м	4,7
11. Максимальное натяжение подвижного конца талевого каната, кН	217
12. Диаметр талевого каната, м	28
13. Диаметр тормозного шкива (обода), мм	1180
14. Наибольшая оснастка талевой системы	5×6
15. Максимальное давление, развиваемое насосом, МПа (кгс/см ²)	32(320)
16. Максимальная подача насоса, л/с	46
17. Максимальная нагрузка на стол ротора, кН	5000
18. Максимальная нагрузка на ствол вертлюга, кН	2500
19. Максимальная частота вращения ствола вертлюга, с ⁻¹ (об./мин.)	3,33 (200)
20. Вышка	А-образная
21. Максимальная нагрузка вышки, кН	2500
22. Рабочая высота вышки, м	45
23. Расстояние между ногами вышки, м	10,3
24. Суммарный объём циркуляционной системы, м ³	120
25. Пропускаемая способность, дм ³ /с:	
вибросита	60
пескоотделителя	65
илоотделителя	45
26. Число компрессоров, шт.	3
27. Производительность компрессора, м ³ /мин.	5
28. Рабочее давление пневмосистемы, МПа	0,6-0,8
29. Масса, тонн	582

Комплектность БУЗ200/200ДГУ-1:

1. Вышка ВМА-45×200-1, шт.	1
2. Устройство для подъёма вышки, комплект	1
3. Устройство для транспортирования вышки, комплект	1
4. Вертлюг УВ-250МА, шт.	1
5. Приспособление для подвески вертлюга, шт.	1
6. Ротор Р700 ТУ 24.00.1038-80 с ПКРБО-700 ТУ 26-02-1027-86	1

7. Лебёдка вспомогательная ЛВ-44, шт.	1
8. Пульт управления, шт.	2
9. Упор, шт.	8
10. Механизм крепления каната, шт.	1
11. Ключ буровой АКБ-3М ² по ТУ 26-02-28-79, шт.	1
12. Подвеска машинных ключей, шт.	1
13. Насос буровой трёхпоршневой УНБ-600, шт.	2
14. Кран консольно-поворотный, шт.	2
15. Кран поворотный КП-2, ТУ 26-02-24-80, шт.	1
16. Талевый канат для оснастки 5×6, бухта	1
17. Кронблок УКБА-6-250, шт.	1
18. Блок талевый УТБА-5-200, шт.	1
19. Агрегат спускоподъёмный, шт.	1
20. Механизм управления тормозом, шт.	1
21. Стабилизатор, шт.	1
22. Агрегат трансмиссии ротора, шт.	1
23. Водопровод ЭМТ-4500, шт.	1
24. Лебёдка-моноблок, шт.	1
25. Регулятор подачи долота РПДЭ-3, шт.	1
26. Электромагнитный тормоз ЭМТ-450-VI, шт.	1
27. Передача на насос, шт.	2
28. Ролик обводной, шт.	1
29. Привод ротора, комплект	1
30. Воздухопровод высокого давления с электрокомпрессором КР2 по ТУ 26-0509-328-75, комплект	1
31. Воздухопровод низкого давления, включая компрессор 4ВУ1-5/9-М1 с контрприводом, комплект	1
32. Воздухосборник, шт.	2
33. Компрессор воздушный 4ВУ1-5/9-М1 и по ТУ 26-0509-328-75, шт.	2
34. Установка для осушки воздуха 4ВУ1-5/9-М1 и по ТУ 26-0509-328-75, шт.	1
35. Комплекс средств наземного контроля и управления процессом бурения СКУБ М1-02 ТУ 25-1613.005-84, комплект	1
36. Комплекс механизмов АСП-3М1, комплект	1
37. Основания, комплект	1
38. Мост приемный со стеллажами, комплект	1
39. Рама желоба, шт.	1
40. Основание вышечно-лебёдочного блока, комплект	1
41. Основание насосного блока, комплект	1
42. Устройство транспортное, комплект	1
43. Энергоблок, утеплённый с агрегатом Wola или АСДА-200, шт.	1
44. Укрытия, шт.	1
45. Укрытие насосов, комплект	1
46. Укрытие буровой площадки, комплект	1
47. Укрытие лебёдки, комплект	1
48. Укрытие привода, комплект	1
49. Укрытие поста управления, комплект	1
50. Электрооборудование, комплект	1
51. Освещение, комплект	1
52. Центратор обсадных труб, шт.	1
53. Кран 3,2-5,1, ГОСТ 7413-80, шт.	2
54. Приспособление для расстановки УБТ, комплект	1

55. Пост бурильщика, шт.	1
56. Пневмораскрепитель, шт.	1
57. Ограничитель подъёма талевого блока, комплект	1
58. Ограждения, комплект	1
59. Механизм упоров поворотных, комплект	1
60. Пост дизелиста, комплект	1
61. Привод силовой с трансмиссией, комплект	1
62. Трансмиссия цепная, шт.	1
63. Комплект силовых агрегатов СА.10-1, ТУ 24.06.274.-88	3
64. Топливо-масло установка, набор	1
65. Трубопровод выхлопной, комплект	1
66. Трубопровод слива масла, комплект	1
67. Трубопровод топливо подачи, комплект	1
68. Трубопровод водоподогревателя, комплект	1
69. Комплекс оборудования циркуляционной системы ЦС3200ДГУ-00.00.000ТУ, комплект	1
70. Манифольд МБ2У-1.3000ДГУ-1, комплект	1
71. Комплект инструмента и принадлежностей, комплект	1
72. Эксплуатационные документы на установку согласно ведомости Эксплуатационных документов (ЭД), комплект	1

Выбор насосной установки

Буровые насосы и циркуляционная система выполняют следующие функции:

- нагнетание бурового раствора в бурильную колонну для обеспечения циркуляции в скважине в процессе бурения и эффективной очистки забоя и долота от выбуренной породы, промывки, ликвидации аварий, создания скорости подъёма раствора в затрубном пространстве, достаточной для выноса породы на поверхность;
- подвод долоту гидравлической мощности, обеспечивающей высокую скорость истечения (до 180 м/с) раствора из его насадок для частичного разрушения породы и очистки забоя от выбуренных частиц;
- подвод энергии к гидравлическому забойному двигателю.

Буровой насос для промывки скважины в конкретных геологических условиях выбирается по технологически необходимому количеству промывочной жидкости и развиваемому при этом давлению для преодоления потерь напора в элементах циркуляционной системы буровой.

Количество необходимой промывочной жидкости при бурении под эксплуатационную колонну составляет 31,11 л/с. Определим теперь потери давления в циркуляционной системе, зная которые можно выбрать наиболее рациональную компоновку бурильного инструмента, обоснованно подобрать буровые насосы и полнее использовать их потенциальные возможности.

Потери напора (кГс/см²) в циркуляционной системе буровой при роторном бурении определяются по формуле:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{м}} + P_{\text{бт}} + P_{\text{кп}} + P_{\text{д}},$$

где $P_{\text{м}}$ – потери напора при движении бурового раствора в наземных трубопроводах от насосной части до колонны бурильных труб, включая стояк в буровой, буровой шланг, а также вертлюг и ведущую трубу (потери напора в наружной обвязке буровой – манифольде); $P_{\text{бт}}$ – потери напора при движении бурового раствора в бурильных трубах и замковых соединениях (потери давления зависят от глубины скважины); $P_{\text{кп}}$ – потери напора при движении бурового раствора в затрубном кольцевом пространстве скважины (потери давления зависят от глубины скважины); $P_{\text{д}}$ – потери напора при движении бурового раствора через промывочные отверстия бурового долота. $P_{\text{м}}$ и $P_{\text{д}}$ – не зависят от глубины скважины, а $P_{\text{бт}}$ и $P_{\text{кп}}$ увеличиваются с глубиной скважины.

При циркуляции очистного агента потери напора (кГс/см²) различны при прокачке воды и глинистого раствора и зависят от их свойств и расхода:

$$P_m = 82,6 \cdot \lambda \cdot L_3 \cdot \gamma \cdot \frac{Q^2}{d^5},$$

где λ – безразмерный коэффициент гидравлических сопротивлений при движении в трубах; Q – расход бурового раствора, л/с; γ – удельный вес раствора, г/см³; d – внутренний диаметр буровых труб, см; L_3 – эквивалентная длина наземных трубопроводов, которая определяется по формуле:

$$L_3 = L_n \cdot \left(\frac{d}{d_n}\right)^5 + L_c \cdot \left(\frac{d}{d_c}\right)^5 + L_{ш} \cdot \left(\frac{d}{d_{ш}}\right)^5 + L_6 \cdot \left(\frac{d}{d_6}\right)^5 + L_{6.мп} \cdot \left(\frac{d}{d_{6.мп}}\right)^5 + L_{3.ф} \cdot \left(\frac{d}{d_{3.ф}}\right)^5,$$

где d_n, L_n – внутренний диаметр и длина нагнетательной линии, идущей от буровых насосов к стояку; d_c, L_c – внутренний диаметр и длина стояка с буровой; $d_{ш}, L_{ш}$ – внутренний диаметр и длина бурового шланга; d_6, L_6 – внутренний диаметр ствола вертлюга и его длина; $d_{3.ф}, L_{3.ф}$ – диаметр и эквивалентная длина фильтра, устанавливаемого под ведущей трубой; $d_{6.мп}, L_{6.мп}$ – внутренний диаметр и длина ведущей трубы.

$$L_3 = 30 \cdot \left(\frac{0,107}{0,114}\right)^5 + 15 \cdot \left(\frac{0,107}{0,114}\right)^5 + 15 \cdot \left(\frac{0,107}{0,09}\right)^5 + 2,5 \cdot \left(\frac{0,107}{0,09}\right)^5 + 15 \cdot \left(\frac{0,107}{0,1}\right)^5 + 2 \cdot \left(\frac{0,107}{0,114}\right)^5 = 98,5;$$

$$P_m = 82,6 \cdot 0,026 \cdot 96,85 \cdot 1,2 \cdot \frac{31,11^2}{10,7^5} = 1,72 \text{ кГс/см}^2;$$

$$P_{6m} = 82,6 \cdot \lambda \cdot \gamma \cdot Q^2 \cdot \left(l + \frac{l_3}{l}\right) \cdot \frac{L_6}{d^5},$$

где L_6 – длина буровой колонны, м; l_3 – эквивалентная длина замковых соединений, м; l – расстояние между замковыми соединениями, м.

$$P_{6m} = 82,6 \cdot 0,026 \cdot 2,03 \cdot 31,11^2 \cdot \left(1 + \frac{3,5}{11}\right) \cdot \frac{3160}{10,7^5} = 68,5 \text{ кГс/см}^2;$$

$$P_{кн} = 82,6 \cdot \lambda_1 \cdot \gamma \cdot Q^2 \cdot \frac{L}{(D_{скв} - d_n)^3 \cdot (D_{скв} + d_n)^2},$$

где λ_1 – коэффициент гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора в кольцевом (затрубном) пространстве; $D_{скв}$ – диаметр скважины (долота), см; d_n – наружный диаметр буровых труб, см.

Потери давления от замковых соединений в кольцевом пространстве составляют небольшую величину, поэтому ею обычно пренебрегают:

$$P_{кн} = \frac{82,6 \cdot 0,027 \cdot 2,03 \cdot 31,11^2 \cdot 3160}{(21,59 - 12,7)^3 \cdot (21,59 + 12,7)^2} = 9,32 \text{ кГс/см}^2.$$

Потери напора (кГс/см²) в долоте зависят от конфигурации промывочных отверстий, от количества и площади их сечения, расхода очистного агента (бурового раствора).

$$P_{\partial} = C \cdot \gamma \cdot Q^2,$$

где C – коэффициент, характеризующий потери напора в промывочных отверстиях долота, который можно вычислить по формуле:

$$C = \frac{0,51}{\mu^2 \cdot f_0^2}.$$

где μ – коэффициент расхода; f_0 – суммарная площадь сечений промывочных отверстий, см².

$$C = \frac{0,51}{0,65^2 \cdot 13,05^2} = 7 \cdot 10^{-3};$$

$$P_{\partial} = 7 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2 \cdot 31,11^2 = 8,13 \text{ кгс/см}^2.$$

Вычислим суммарные потери напора:

$$P_{\Sigma} = 1,72 + 62,5 + 9,32 + 8,13 = 81,67 \text{ кгс/см}^2.$$

Таким образом, технологически необходимое количество (расход) промывочной жидкости для обеспечения своевременного и бесперебойного выноса шлама из забоя по затрубному пространству и очистки ствола скважины с учётом потерь давления, обеспечит насос УНБ-600.

Конструкция трёхпоршневого насоса УНБ-600

Трёхпоршневой буровой насос одностороннего действия УНБ-600, выпускаемый ПО «Уралмаш», по принципиальному устройству отличается гидравлической частью, в которой с целью уменьшения мёртвого пространства всасывающий и нагнетательный клапаны размещены на одной оси. Это усложняет конструкцию и извлечение всасывающего клапана и втулки цилиндров.

Гидравлическая часть его состоит из всасывающего коллектора и всасывающего компенсатора-колпака, гидравлической коробки, в которой размещены три цилиндра с поршнями, втулками и клапанами, сбрасывающей линии, предохранительного клапана, нагнетательного коллектора с компенсатором высокого давления. Вращение трансмиссионного вала от двигателя передаётся клиноременной или цепной передачей. Гидравлическая коробка прикреплена к станине при помощи болтов. Насос смонтирован на раме-салазках.

Буровой раствор поступает в нагнетательную камеру из всасывающего коллектора через всасывающий клапан, при ходе влево поршня со штоком. Последний соединён быстросъёмным хомутом с контрштоком, который соединён резьбой с ползуном. При ходе вправо поршень выталкивает раствор из камеры через нагнетательный клапан в напорный коллектор. Трансмиссионная часть насоса состоит из вала с зубчатой шестерней, передающей вращение зубчатому колесу, укрепленному на коренном валу. На этом валу смонтированы на роликоподшипниках шатуны, соединённые пальцем с ползуном. Станина насоса имеет съёмную крышку. Втулки цилиндров крепятся к гидравлической коробке быстросъёмным соединением, а крышки клапанов – зажимами.

Техническая характеристика УНБ-600:

Мощность, кВт:	
приводная	600
Число поршней	3
Число камер	3
Число двойных ходов поршня в 1 мин.	125
Длина хода поршня, м	0,29
Диаметр цилиндрических втулок, м:	
наибольший	0,18
наименьший	0,14

Подача насоса, м ³ /с:	
наибольшая	0,046
наименьшая	0,028
Идеальная подача на один оборот кривошипного вала, л:	
наибольшая	22,1
наименьшая	13,3
Давление на выходе, МПа:	
наибольшее	32
наименьшее	19
Диаметр штока, мм	60
Частота вращения трансмиссионного вала, об./мин.	566
Передаточное число редуктора насоса	4,45
Нагрузка на шток, кН	490
Диаметр клапана, мм	145
Диаметр трубопровода, мм:	
всасывающего	230
нагнетательного	100
Габариты, м:	
длина	5,45
ширина	3,21
высота	2,88
Масса насоса без шкива, тонн	22,5

Выбор буровой вышки и расчёт талевого системы

Вышка используется для проведения спускоподъёмных операций и удержания бурового снаряда во время бурения. Её выбор осуществляется по высоте H (м) и по грузоподъёмности Q .

Определим высоту вышки H (м) по формуле:

$$H = k \cdot L_{св},$$

где k – коэффициент, предупреждающий затягивание бурового снаряда в кронблок при его переподъёме (обычно $k = 1,2-1,5$); $L_{св}$ – длина свечи, зависящая от глубины скважины, м.

Принимаем $k = 1,5$; $L_{св} = 28$ м.

$$H = 1,5 \cdot 28 = 42 \text{ м.}$$

Таким образом, вышка ВМА-45х200-1, входящая в комплект выбранной буровой установки, вполне подходит для выполнения проектируемых работ.

Подъёмная система установки представляет собой полиспастный механизм, состоящий из кронблока, талевого (подвижного) блока, стального каната, являющегося гибкой связью между буровой лебедкой и механизмом крепления неподвижного конца каната.

По мере увеличения глубины скважин вес бурильных колонн, которые приходится спускать и поднимать, увеличивается, а максимальная скорость намотки ведущей струны талевого каната на барабан лебёдки остаётся практически неизменной для буровых установок разных классов. Поэтому для каждой установки применяют талевую систему со своей кратностью полиспаста от 4 до 14. Это достигается применением различных оснасток.

Произведём расчёт оснастки и выбор талевого каната.

Вычислим количество рабочих ветвей по формуле:

$$m = \frac{Q_{кр}}{P_{л} \cdot \eta_m},$$

где $Q_{кр}$ – вес бурового снаряда, Н; $P_{л}$ – грузоподъёмность лебёдки станка, Н; η_m – КПД талевого системы, равный 0,8–0,9.

Так как наибольший вес (122,25 тонн) буровой снаряд будет иметь при бурении под эксплуатационную колонну, то производить расчёт будем только для этой колонны:

$$m = \frac{1222500}{200000 \cdot 9} = 7 \text{ (принимаем 8 ветвей).}$$

Общее количество ветвей каната при симметричной системе равно:

$$m_0 = m + 2;$$

$$m_0 = 8 + 2 = 10.$$

Следовательно, будет применяться оснастка 4х5.

Длина талевого каната в оснастке L_{oc} зависит от числа струн m в ней и полезной высоты вышки h_n .

$$L_{oc} = (m + 2) \cdot h_n + l_3,$$

где $l_3 = 30$ м – длина каната, наматываемого на барабан.

$$L_{oc} = (8 + 2) \cdot 42 + 30 = 450.$$

Тогда вес каната:

$$G_k = L_{oc} \cdot q_k,$$

где q_k – вес 1 м каната.

$$G_k = 450 \cdot 33,8 = 15210 \text{ Н} = 15,21 \text{ кН.}$$

Определим наибольшую статистическую нагрузку на подвижные струны каната талевой системы:

$$P_{mc} = L \cdot q + l_{y\delta m} \cdot q_{y\delta m} + G_{mc},$$

где L – длина бурильных труб, м; q – вес 1 м бурильных труб, Н; $l_{y\delta m}$ – длина УБТ, м; $q_{y\delta m}$ – вес 1 м УБТ, Н; G_{mc} – вес талевого блока, каната и крюка, Н.

Рассчитаем G_{mc} :

$$G_{mc} = G_{тб} + G_{каната} + G_{крюка};$$

$$G_{mc} = 67000 + 15210 + 35000 = 117210 \text{ Н} = 117,21 \text{ кН.}$$

Для колонны диаметром 324 мм ($l_{y\delta m} = 28$ м, $q_{y\delta m} = 1,56$ кН):

$$P_{mc} = 28 \cdot 1560 + 117210 = 160890 \text{ Н} = 160,89 \text{ кН.}$$

Статистическая нагрузка на 1 струну:

$$P = \frac{P_{mc}}{m},$$

где m – число струн талевой системы.

$$P = \frac{160,89}{8} = 20,11 \text{ кН.}$$

Для колонны диаметром 245 мм ($L = 364$ м, $q = 319$ Н, $l_{y\delta m} = 136$ м, $q_{y\delta m} = 1,56$ кН):

$$P_{mc} = 364 \cdot 319 + 136 \cdot 1560 + 117210 = 445486 \text{ Н} = 445,49 \text{ кН.}$$

Статистическая нагрузка на 1 струну:

$$P = \frac{445,49}{8} = 55,69 \text{ кН.}$$

Для колонны диаметром 146 мм ($L = 3100$ м, $q = 319$ Н, $l_{y\delta m} = 190$ м, $q_{y\delta m} = 1,56$ кН):

$$P_{mc} = 3100 \cdot 319 + 190 \cdot 1560 + 117210 = 1402510 \text{ Н} = 1402,51 \text{ кН.}$$

Статистическая нагрузка на 1 струну:

$$P = \frac{1402,51}{8} = 175,31 \text{ кН.}$$

Учитывая вычисленные статистические нагрузки, выбираем стальной талевый канат правой крестовой свивки типа ЛК-РО конструкции 6х31+1 м с диаметром 32 мм (по ГОСТ 16853-88).

Технология бурения

Выбор породоразрушающего инструмента

При бурении нефтяных и газовых скважин основным инструментом, при помощи которого происходит разрушение горной породы на забое и образуется собственно скважина, является долото.

В России, а также в США и других зарубежных странах для бурения нефтяных и газовых скважин в основном используют шарошечные долота с коническими шарошками.

Учитывая физико-механические свойства горных пород проектного разреза и установившуюся практику буровых работ в данном районе, выбираем следующие типы долот по интервалам бурения (табл. 1):

Таблица 1 – Применяемый породоразрушающий инструмент

Категории пород по буримости	Интервал бурения, м	Тип долота
I	0–35	СЦВ
I–II	35–500	СЗ-ГВ (R-175)
III–IV	500–1050	СЗ-ГВ (R-162)
V–XII	1050–3290	ТЗ-ГАУ (R-437)

Расчёт технологического режима бурения (P , N , Q)

Под режимом бурения понимается определенное сочетание регулируемых параметров, влияющих на показатели бурения. К числу таких параметров относятся: осевая нагрузка (давление) на долото (P), частота вращения долота (N), количество прокачиваемой промывочной жидкости (Q).

Расчёт осевой нагрузки на долото (P)

Величина осевой нагрузки на долото $P_{\text{дол}}$, которая должна обеспечивать объёмное разрушение поды на забое, с учётом показателей механических свойств горных пород и конструктивных данных о площади контакта зубьев долота с забоем определяется по формуле:

$$P_{\text{дол}} = \alpha \cdot P_{\text{ш}} \cdot F_{\text{к}},$$

где α – эмпирический коэффициент, учитывающий изменение забойных условий на изменение твердости ($\alpha = 0,30–1,59$); $P_{\text{ш}}$ – твёрдость горных пород по методике Л.А. Шрейнера (по штампу), кг/мм²; $F_{\text{к}}$ – площадь контакта зубьев долота с забоем (мм²), определяется по формуле В.С. Фёдорова:

$$F_{\text{к}} = \frac{D_{\text{дол}} \cdot \eta \cdot \delta}{2} \text{ мм,}$$

где η – коэффициент перекрытия зубьев; δ – коэффициент притупления зубьев.

Таким образом:

$$P_{\text{дол}} = \alpha \cdot P_{\text{ш}} \cdot \frac{D_{\text{дол}} \cdot \eta \cdot \delta}{2}.$$

Для колонны диаметром 324 мм:

$$P_{\text{дол}} = 1 \cdot 250 \cdot \frac{293,7 \cdot 1,21 \cdot 1}{2} = 59547,5 \text{ Н} = 5,95 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$P_{\text{дол}} = 1,2 \cdot 300 \cdot \frac{295,3 \cdot 1,14 \cdot 2}{2} = 121190,4 \text{ Н} = 12,12 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$P_{\text{дол}} = 1,59 \cdot 350 \cdot \frac{215,9 \cdot 1,4 \cdot 2}{2} = 168207,69 \text{ Н} = 16,82 \text{ тонн.}$$

Сравним полученные значения с фактическими значениями нагрузки на долото, которые вычисляются по формуле:

$$P_{\text{дол(факт)}} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6,$$

где P_1 – вес долота; P_2 – вес переходника; P_3 – вес УБТ; P_4 – вес бурильных труб; P_5 – вес ведущей трубы; P_6 – вес вертлюга.

Для колонны диаметром 324 мм:

$$P_{\text{дол(факт)}} = 150 + 15 + 4368 + 1864,5 + 2300 = 8697,5 \text{ кг} = 8,7 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$P_{\text{дол(факт)}} = 150 + 15 + 2180 + 11484 + 1864,5 + 2300 = 37650 \text{ кг} = 37,65 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$P_{\text{дол(факт)}} = 150 + 15 + 29640 + 98890 + 1864,5 + 2300 = 132859,5 \text{ кг} = 132,86 \text{ тонн.}$$

Так как фактические нагрузки на долото превышают расчётные значения, то бурение будет производиться на расчётном значении с компенсацией нагрузки через лебёдку бурового станка.

Расчёт частоты вращения долота (N)

Она определяется по следующей формуле:

$$N = \frac{60 \cdot v}{\pi \cdot D_{\text{дол}}} \text{ (об./мин.)},$$

где v – средняя окружная скорость вращения долота ($v = 0,8-2,0$).

Для колонны диаметром 324 мм:

$$N = \frac{60 \cdot 2}{3,14 \cdot 0,3937} = 97,07 \text{ об./мин.},$$

т.е. бурение будет осуществляться на 1 скорости ротора.

Для колонны диаметром 245 мм:

$$N = \frac{60 \cdot 2}{3,14 \cdot 0,2953} = 129,42 \text{ об./мин.},$$

т.е. бурение будет осуществляться на 2 скорости ротора.

Для колонны диаметром 146 мм:

$$N = \frac{60 \cdot 1,5}{3,14 \cdot 0,2159} = 120 \text{ об./мин.},$$

т.е. бурение будет осуществляться на 3 скорости ротора.

Расчёт количества промывочной жидкости (Q)

Технологически необходимое количество промывочной жидкости для обеспечения своевременного и бесперебойного выноса шлама из забоя по затрубному пространству и очистки ствола скважины находится из соотношения:

$$Q = 0,785 \cdot (D_{\text{дол}}^2 - d_{\text{нар.бт}}^2) \cdot v_{\text{восх}},$$

где $v_{\text{восх}}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока из условия качественной очистки и ствола скважины (чем меньше диаметр, тем она выше).

Для колонны диаметром 324 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (3,937^2 - 1,4^2) \cdot 4 = 42,52 \text{ л/с.}$$

Работа насоса УНБ-600 будет осуществляться на 170 мм втулках с производительностью 41,0 л/с.

Для колонны диаметром 245 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,953^2 - 1,4^2) \cdot 6 = 31,84 \text{ л/с.}$$

Работа насоса УНБ-600 будет осуществляться на 150 мм втулках с производительностью 31,9 л/с.

Для колонны диаметром 146 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,159^2 - 1,27^2) \cdot 13 = 31,11 \text{ л/с.}$$

Работа насоса УНБ-600 будет осуществляться на 150 мм втулках с производительностью 31,9 л/с.

Цементирование скважины

Исходные данные

При расчёте цементирования скважин определяют:

- 1) количество сухого цемента;
- 2) количество воды для затворения цементного раствора;
- 3) количество продавочной жидкости;
- 4) возможное максимальное давление к концу цементирования;
- 5) допустимое время цементирования;
- 6) число цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин.

Произведём расчёт одноступенчатого цементирования каждой из обсадных колонн. В таблице 2 приведены исходные данные для цементирования.

Таблица 2 – Исходные данные для цементирования

	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна (интервал 3000–3160)
Глубина спуска H , м	30	850	3160
Диаметр долота D , мм	393,7	295,3	215,9
Наружный диаметр обсадных труб d_1 , мм	324	245	146
Внутренний диаметр обсадных труб d_2 , мм	305,9	230,5	133
Высота подъёма цементного раствора H_c , м	350	850	3160
Плотность глинистого раствора ρ_p , кг/м ³	1100	1100	1200
Плотность цементного раствора ρ_c , кг/м ³	1860	1860	1860
Высота установки кольца «стоп» от забоя h , м	5	20	20

Расчёт объёма цементного раствора

Объём цементного раствора, подлежащего закачке в скважину, определяют по формуле:

$$V_y = \frac{\pi}{4} \cdot (K_1 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot H_y + d_2^2 \cdot h) \text{ м}^3,$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий увеличение объема цементного раствора, расходуемого на заполнение каверн, трещин и увеличение диаметра скважины против расчетного (номинального).

Значение коэффициента K_1 определяется по кавернограмме для каждой конкретной скважины. Обычно K_1 изменяется от 1,1 до 2,5. В нашем случае принимаем $K_1 = 1,15$.

Цементирование направления и кондуктора будет осуществляться с использованием чистого портландцемента.

Для лучшей прокачиваемости тампонажной смеси и для того, чтобы поднять цементный раствор на проектную высоту (до устья), а также с целью экономии портландцемента, эксплуатационная колонна в интервале 0–1500 м будет цементироваться гель-цементным раствором плотностью 1,42 г/см³ с использованием глины как пластификатора. Отношение глины к цементу 2:3; водогельцементное отношение $m = 1,1$. Интервал 1500–3160 м будет цементироваться раствором чистого портландцемента плотностью 1,85 г/см³; водоцементное отношение $m = 0,5$.

Для колонны диаметром 324 мм:

$$V_y = 0,785 \cdot (1,15 \cdot (0,3937^2 - 0,324^2) \cdot 30 + 0,3059^2 \cdot 5) = 2,02 \text{ м}^3.$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$V_y = 0,785 \cdot (1,15 \cdot (0,2953^2 - 0,245^2) \cdot 850 + 0,2305^2 \cdot 20) = 13,63 \text{ м}^3.$$

Для колонны диаметром 146 мм:

Интервал 0–1500 м:

$$V_{cy} = 0,785 \cdot (1,15 \cdot (0,2159^2 - 0,146^2) \cdot 1500 + 0,133^2 \cdot 20) = 71,77 \text{ м}^3.$$

Интервал 1500–3160:

$$V_y = 0,785 \cdot (1,15 \cdot (0,2159^2 - 0,146^2) \cdot 1660 + 0,133^2 \cdot 20) = 7,19 \text{ м}^3.$$

Общий объем цементного раствора для колонны:

$$V_{\Sigma} = 71,77 + 7,19 = 78,96 \text{ м}^3.$$

Расчёт количества сухого цемента

Количество сухого цемента для приготовления цементного раствора определяют из выражения:

$$Q_y = \rho_y \cdot V_y \cdot \frac{1}{1+m},$$

где m – водоцементное отношение; ρ_y – плотность цементного раствора, кг/м³, её можно рассчитать по формуле:

$$\rho_y = \frac{(1+m) \cdot \rho_{cy} \cdot \rho_e}{\rho_e + m \cdot \rho_{cy}},$$

где ρ_{cy} – плотность сухого цемента, г/см³; ρ_e – плотность воды, г/см³.

$$\rho_y = \frac{(1+0,5) \cdot 3,15 \cdot 1}{1+0,5 \cdot 3,15} = 1,85 \text{ г/см}^3.$$

Для колонны диаметром 324 мм:

$$Q_y = 1420 \cdot 2,02 \cdot \frac{1}{1+0,5} = 1912,27 \text{ кг} = 1,91 \text{ тонн}.$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$Q_{ц} = 1420 \cdot 13,63 \cdot \frac{1}{1+0,5} = 12903,07 \text{ кг} = 12,9 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

Интервал 0–1500 м:

Количество гель-цементного порошка составит:

$$Q_{гц} = 1420 \cdot 71,77 \cdot \frac{1}{1+1,1} = 67942,27 \text{ кг} = 67,94 \text{ тонн}$$

(цементного порошка 40,76 тонн, глинопорошка 27,17 тонн).

Интервал 1500–3160 м:

$$Q_{ц} = 1850 \cdot 7,19 \cdot \frac{1}{1+0,5} = 8915,60 \text{ кг} = 8,92 \text{ тонн.}$$

Общий объём цемента для колонны:

$$Q_{\Sigma} = 67,94 + 8,92 = 76,86 \text{ тонн.}$$

Количество сухого цемента, которое необходимо заготовить с учётом потерь при затворении цементного раствора, вычислим по формуле:

$$Q_{ц}^1 = K_2 \cdot Q_{ц},$$

где K_2 – коэффициент, учитывающий наземные потери при затворении цементного раствора. Если затворение производится без цементно-смесительных машин, то $K_2 = 1,05–1,15$, при использовании цементно-смесительных машин $K_2 = 1,01$. В нашем случае $K_2 = 1,01$.

Для колонны диаметром 324 мм:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 \cdot 1,91 = 1,93 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 \cdot 12,9 = 13,03 \text{ тонн.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

Интервал 0–3000 м:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 \cdot 67,94 = 68,62 \text{ тонн.}$$

Интервал 3000–3290 м:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 \cdot 8,92 = 9 \text{ тонн.}$$

Общее количество сухого цемента с учётом потерь для колонны:

$$Q_{ц(\Sigma)}^1 = 68,62 + 9 = 77,62 \text{ тонн.}$$

Расчёт количества воды

Необходимое количество воды для приготовления цементного раствора 50 %-ной консистенции находится из выражения:

$$V_в = 0,5 \cdot Q_{ц}.$$

Для колонны диаметром 324 мм:

$$V_в = 0,5 \cdot 2,5 = 1,25 \text{ м}^3.$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$V_g = 0,5 \cdot 16,9 = 8,45 \text{ м}^3.$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$V_g = 1,1 \cdot 67,94 + 0,5 \cdot 8,92 = 79,19 \text{ м}^3.$$

Расчёт количества продавочной жидкости

Потребное количество продавочной жидкости (в качестве которой часто используют буровой глинистый раствор) определяется по формуле:

$$V_{np} = \Delta \cdot \frac{\pi \cdot d_2^2 \cdot (H - h)}{4},$$

где Δ – коэффициент, учитывающий сжатие глинистого раствора ($\Delta = 1,03-1,05$).

Подставив значения, получим:

Для колонны диаметром 324 мм:

$$V_{np} = 1,03 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,3059^2 \cdot (35 - 5)}{4} = 2,26 \text{ м}^3.$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$V_{np} = 1,03 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,2305^2 \cdot (850 - 20)}{4} = 35,65 \text{ м}^3.$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$V_{np} = 1,03 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,133^2 \cdot (3160 - 20)}{4} = 44,90 \text{ м}^3.$$

Очень часто на практике для быстрого определения V_{np} пользуются следующей эмпирической формулой:

$$V_{np} = \frac{D_n^2}{2} \cdot H_1,$$

где D_n – номинальный наружный диаметр колонны труб, спущенных в скважину, в дюймах; $\frac{D_n^2}{2}$ – количество продавочной жидкости, необходимое для заполнения 1 м спущенных труб, л; H_1 – глубина установки кольца «стоп», т.е. глубина продавки цементного раствора.

Для эксплуатационной колонны:

$$V_{np} = \frac{5}{2} \cdot 3270 = 40875 \text{ л} = 40,88 \text{ м}^3.$$

Расчёт давления при закачке

Максимальное давление перед посадкой верхней пробки на упорное кольцо определяется из уравнения:

$$P_{\max} = P_1 + P_2,$$

где P_1 – давление, необходимое для преодоления сопротивления, обловленного разностями плотностей жидкости в трубах и затрубном пространстве; P_2 – давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений.

$$P_1 = \frac{1}{10^5} \cdot [(H_y - h) \cdot (\rho_y - \rho_p)], \text{ МПа.}$$

Величину P_2 обычно находят по эмпирическим формулам. Наиболее распространённой является формула Шищенко-Бакланова; для скважин глубиной более 1500 м:

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

Для колонны диаметром 324 мм:

$$P_1 = \frac{1}{10^5} \cdot [(30 - 5) \cdot (1420 - 1100)] = 0,08 \text{ МПа;}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 30 + 1,6 = 1,63 \text{ МПа;}$$

$$P_{\max} = 0,08 + 1,63 = 1,71 \text{ МПа.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$P_1 = \frac{1}{10^5} \cdot [(850 - 20) \cdot (1420 - 1100)] = 2,66 \text{ МПа;}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 850 + 1,6 = 2,45 \text{ МПа;}$$

$$P_{\max} = 2,66 + 2,45 = 5,11 \text{ МПа.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$P_1 = \frac{1}{10^5} \cdot [(1500 - 20) \cdot (1420 - 1100) + 1660 \cdot (1860 - 1200)] = 15,70 \text{ МПа;}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 3160 + 1,6 = 4,76 \text{ МПа;}$$

$$P_{\max} = 15,70 + 5,26 = 13,73 \text{ МПа.}$$

Расчёт количества цементированных агрегатов

Число цементировочных агрегатов определяю, исходя из условия получения скорости подъёма цементного раствора в кольцевом пространстве у башмака колонны в момент начала продавки (не менее 15 м/с для кондуктора и промежуточных колонн и не менее 1,8–2,0 м/с для эксплуатационных колонн); это условие вытекает из предположения, что увеличение скорости движения цементного раствора в затрубном пространстве способствует более полному вытеснению глинистого раствора и замещению его цементным.

Часто ствол скважины искривлен, имеет локальные расширения, а колонна не строго цементирована в нем. В подобных случаях целесообразно цементный раствор вытеснять из колонны, поддерживая небольшую скорость подъёма цементного раствора в затрубном пространстве ($\omega = 0,1 - 0,4$ м/с). Также следует поступать и в том случае, если колонна хорошо центрирована, но создать турбулентный режим течения цементного раствора в затрубном пространстве невозможно. Так как продавка почти всегда начинается на высшей скорости (как правило, на IV), то количество агрегатов из условия обеспечения скорости (м. в/с) подъёма цементного раствора в затрубном пространстве определяют по формуле:

$$n_{ца} = 0,785 \cdot K_1 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot \frac{\omega}{Q^{IV}} + 1,$$

где Q^{IV} – производительность цементировочного агрегата на IV скорости, м³/с.

Выбираем цементировочный агрегат типа ЦА-320М с установленными в его насосе 9Т цилиндрыми 127-мм втулками (с этими втулками можно работать при p_{\max} в конце цементирования). Максимальная производительность при этом 0,9 м³/мин. при давлении 6,1 МПа.

Для колонны диаметром 324 мм:

$$n_{ца} = 0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,3937^2 - 0,324^2) \cdot \frac{1,5}{60} + 1 = 2 \text{ агрегата.}$$

Учитывая установившуюся практику буровых работ в данном районе, принимаем $n_{ца} = 1$ агрегат.

Для колонны диаметром 245 мм:

$$n_{ца} = 0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,2953 - 0,245^2) \cdot \frac{1,5}{60} + 1 = 3 \text{ агрегата.}$$

Учитывая опыт работ в данном районе, принимаем 2 агрегата.

Для колонны диаметром 146 мм:

$$n_{ца} = 0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,2159^2 - 0,146^2) \cdot 2 \cdot \frac{0,9}{60} + 1 = 5 \text{ агрегатов.}$$

Учитывая установившуюся практику буровых работ в данном районе, принимаем $n_{ца} = 9$ агрегатов ЦА-320М.

Расчёт производительности цементирования

Производительность цементирования (продолжительность процесса цементирования в мин.) можно определить по формуле:

$$t_{ц} = \left(\frac{V^1}{Q_{ца}} + \frac{V_{ц} + V_{np} - V^1}{Q_{м}} \right) + t_{всп},$$

где $V_1 = V_{пр} - \Delta V$ (ΔV принимаем равным 1–2 м³); $Q_{ца}$ – суммарная производительность цементировочных агрегатов, м³/мин.; $Q_{м}$ – производительность цементировочных агрегатов, при которой достигается наиболее полное вытеснение бурового раствора цементным, м³/мин.;

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot K_1 \cdot \omega,$$

$t_{всп}$ – время, расходуемое при цементировании на вспомогательные операции, мин. ($t_{всп} + 10$ –15 мин.).

Для колонны диаметром 324 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (0,3937^2 - 0,324^2) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,07 \text{ м}^3/\text{с} = 4,2 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

$$t_{ц} = \left(\frac{0,76}{0,9 \cdot 1} + \frac{2,02 + 2,26 - 0,76}{4,2} \right) + 15 = 16,68 \text{ мин.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,245^2) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,04 \text{ м}^3/\text{с} = 2,4 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

$$t_{ц} = \left(\frac{19,12}{0,9 \cdot 2} + \frac{13,63 + 20,62 - 19,12}{2,4} \right) + 15 = 31,92 \text{ мин.}$$

Для колонны диаметром 146 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,146^2) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,048 \text{ м}^3/\text{с} = 2,88 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

$$t_{ц} = \left(\frac{45,27}{0,9 \cdot 10} + \frac{78,96 + 46,77 - 45,27}{2,88} \right) + 15 = 57,43 \text{ мин.}$$

Продолжительность цементирования не должна превышать 75 % времени начала схватывания цементного раствора. Тогда допустимое время цементирования:

$$t_{дон} = 0,75 \cdot t_{н.схв} = 0,75 \cdot 120 = 90 \text{ мин.}$$

Таким образом, выбранное число цементировочных агрегатов и произведённые расчёты удовлетворяют условиям цементирования обсадных колонн.

Расчёт количества цементосмесительных машин

Исходя из условия обеспечения цементным раствором всех работающих агрегатов ЦА-320 М,

$$n_{цсм} = n_{ца} \cdot \frac{Q_{ца}}{Q_{цсм}},$$

где $Q_{ца}$ – средняя производительность одного работающего агрегата при закачке цементного раствора в колонну, м³/мин.; $Q_{цсм}$ – средняя производительность одной цементосмесительной машины 2СМН-20, м³/мин.

Исходя из условия размещения цементного порошка, подвезенного к буровой в бункерах смесительных машин:

$$n_{цсм} = \frac{Q_{ц}^1}{q_{цб}},$$

где $Q_{ц}^1$ – весовое количество сухого цемента, подвезенного к буровой с учётом предполагаемых потерь, тонн; $q_{цб}$ – весовое количество цемента, вмещаемого в бункер одной цементосмесительной машины.

Для колонны диаметром 324 мм:

$$n_{цсм} = 1 \cdot \frac{0,9}{1} = 1 \text{ машина};$$

$$n_{цсм} = \frac{1,93}{20} = 0,1 = 1 \text{ машина 2СМН-20.}$$

Для колонны диаметром 245 мм:

$$n_{цсм} = 2 \cdot \frac{0,9}{1} = 1,8 = 2 \text{ машины};$$

$$n_{цсм} = \frac{13,03}{20} = 0,65 = 1 \text{ машина 2СМН-20.}$$

Принимаем 1 цементосмесительную машину 2СМН-20.

Для колонны диаметром 146 мм:

$$n_{цсм} = 10 \cdot \frac{0,9}{1} = 9 \text{ машин};$$

$$n_{цсм} = \frac{77,62}{20} = 4 \text{ машины 2СМН-20.}$$

Принимаем 4 цементосмесительные машины 2СМН-20.

Цементировочное оборудование

Цементировочные агрегаты

Цементировочные агрегаты предназначены:

- для приготовления, закачки и продавки тампонажных (или других) растворов в скважины;
- для проведения различного рода промывок скважин через спущенные колонны труб;
- для обработки призабойной зоны скважин, закачки растворов изотопов, проведения гидropескоструйной перфорации и других технологических операций в скважинах;

- для перекачки различных жидкостей или растворов из емкостей колодцев и водоёмов;
- для гидравлической опрессовки обсадных труб и колонн, а также различного оборудования.

Наиболее широкое распространение в промышленной практике нефтегазовых районов страны получили цементируемые агрегаты ЦА-320М и 3ЦА-400А.

При цементировании проектной скважины будут использоваться цементируемые агрегаты ЦА-320М.

Технологическая характеристика цементируемого агрегата ЦА-320М:

Монтажная база	шасси автомобиля КрАЗ-257
Цементируемый насос:	
тип	9Т
гидравлическая мощность, л.с.	125
ход поршня, мм	250
максимальное давление, кгс/см ²	320
максимальная подача, л/с	23
привод от двигателя автомобиля КрАЗ-257	
водоподающий насос:	
тип	1В
диаметр плунжера, мм	125
ход плунжера, мм	170
подача, л/с	13
давление, кгс/см ²	15
привод	от двигателя ГАЗ-51А
емкость мерного бака, м	6,4
емкость цементного бачка, м	0,25
диаметр приёмных трубопроводов, мм	100
диаметр нагнетательных трубопроводов, мм	50
общая длина разборного трубопровода, м	22
Общая масса агрегата, тонн	17,5

Цементосмесительные машины

Цементосмесительные машины и агрегаты предназначены для транспортировки сухих тампонажных материалов (глинопорошков) и механизированного приготовления тампонажных (глинистых) растворов.

В промышленной практике применяются цементосмесительные машины 2СМН-20, СМП-20, СМ-10, СМ-4М и агрегаты 1АС-20, 2АС-20, 3АС-30.

В данном случае будут применяться цементосмесительные машины 2СМН-20.

Техническая характеристика машины 2СМН-20:

Монтажная база	шасси автомобиля КрАЗ-257
Транспортная грузоподъёмность, тонн	8–10
Объём бункера, м	14,5
Вместимость бункера (по цементу), тонн	20
Способ получения раствора	механико-гидравлический
Производительность (м ³ /мин.) при приготовлении:	
цементного раствора	0,6–1,2
цементно-бentonитового раствора	0,5–1,0
глинистого раствора	1,0–2,0
Давление жидкости затворения, кгс/см ²	8–20
Общая масса не загруженной машины, тонн	13,8
Способ погрузки в бункер	шнековым погрузчиком

Плотность тампонажного раствора регулируется изменением количества подаваемой в смеситель воды при помощи устройства с набором насадок и крана на обводной линии, а также количества подаваемого сухого цемента посредством изменения скорости вращения вала двигателя и двух параллельных загрузочных шнеков, расположенных в днище бункера 2СМН-20.

Технология крепления скважины

Подготовительные работы к спуску обсадной колонны

1. Проверка состояния фундаментов и оборудования буровой установки

До начала работ по подготовке скважины к спуску обсадной колонны проверяется состояние фундаментов оснований, подроторных балок и другого оборудования буровой установки (подъёмное, насосное и силовое).

Фундаменты не должны иметь нарушений, промоин и осадок грунта.

Основания под оборудование и вышку должны располагаться на фундаментах всей опорной поверхности и не иметь трещин или других дефектов.

Вышка центрируется относительно устья скважины, а все её соединительные элементы закрепляются.

Проверяются: буровая лебёдка, приводы, двигатели и при необходимости производится ремонт с заменой отдельных звеньев цепных передач, клиновых ремней и других узлов. При проверке особое внимание уделяется надёжности тормозной системы.

Буровые насосы, нагнетательные линии с запорной арматурой и система очистки промывочной жидкости должны обеспечивать бесперебойную подачу и очистку жидкости на различных режимах промывки скважины. Насосы должны обеспечивать подачу продавочной жидкости цементировочным агрегатам.

Проверяется состояние противовибросового оборудования. Перед спуском эксплуатационных колонн на одном из превенторов заменяются плашки под соответствующий диаметр обсадных труб.

Проверяется исправность и точность показаний индикатора веса, манометров и других контрольно измерительных приборов на буровой.

Устраняются выявленные при осмотре дефекты, и составляется акт о готовности буровой установки к креплению скважины.

2. Подготовка обсадных труб

Подготовка обсадных труб (гидравлическое испытание, калибровка резьб, шаблонирование, маркировка, сортировка и замер длины) к спуску в скважину осуществляется на трубных базах или непосредственно на буровой.

Обсадные трубы завозятся на буровую заранее, чтобы иметь возможность подготовить их для спуска в скважину.

Запрещается транспортирование обсадных труб без предохранительных колец и ниппелей.

Обсадные трубы, подготовленные к креплению скважины, должны удовлетворять всем требованиям действующих стандартов и технических условий.

Соответствие внутреннего диаметра трубы номинальному по всей трубе проверяется с помощью жесткого цилиндрического шаблона.

С целью выявления скрытых дефектов заводского изготовления обсадные трубы перед спуском в скважину испытываются на внутреннее давление водой с выдержкой времени не менее 30 сек.

Трубы, которые не выдержали гидравлического испытания и (или) через которые не прошёл шаблон, отбраковываются.

На каждые 1000 м подготовленных к спуску труб на буровую доставляют дополнительно 50 м проверенных резервных труб максимальной прочности.

Подготовленные обсадные трубы укладываются штабелями на стеллажи в порядке очередности их спуска в скважину согласно плану работ, а резервные трубы укладываются отдельно.

После укладки труб предохранительные ниппели вывинчивают из муфт и слегка ослабляют предохранительные кольца на других концах труб.

При укладке труб на стеллажи очищаются, промываются дизельным топливом и протираются насухо резьбы, на ниппельные концы наворачиваются аналогично подготовленные предохранительные кольца. Применение металлических приспособлений для очистки резьб не допускается.

Сведения о подготовленных к спуску в скважину обсадных трубах заносятся в буровой журнал.

3. Подготовка ствола скважины

Подготовка скважины к спуску колонны и обработка глинистого раствора начинается за 2–3 долбления перед достижением проектной глубины. В глинистый раствор добавляется графит (1 %) или СМАД (1,0–1,5 %), что способствует хорошему взаимодействию нефти с раствором и образованию в стенках скважины глинистой корки пониженной липкости. Это обеспечит нормальное проведение комплекса заключительных геофизических исследований и спуск обсадной колонны на проектную глубину.

Для уточнения фактической глубины скважины при спуске бурильного инструмента на последнее долбление производится контрольный замер длины бурильных труб с помощью проверенной стальной рулетки.

В процессе последнего долбления параметры глинистого раствора в скважине и его резервного объема приводятся в соответствии с требованиями ГТН и утвержденным планом работ по укреплению скважины.

После окончания углубления скважины производится комплекс заключительных геофизических исследований.

Приняв решение о спуске обсадной колонны, начальник геологической службы по результатам геофизических исследований корректирует глубину установки башмака, упорного кольца, объем скважины, интервалы цементирования, проработки и установки элементов технологической оснастки и др.

Перед спуском колонны открытый ствол скважины прорабатывается в интервалах сужений (согласно профилю и кавернограммам), «посадок» и «затяжек» инструмента до полной их ликвидации.

Перед последним подъёмом инструмента, который предшествует спуску эксплуатационной колонны, чтобы проверить проходимость ствола скважины поднимается инструмент на 500–600 м выше интервала продуктивного горизонта, затем сразу же допускается на забой. Промывают скважину в течение не менее двух циклов, приводятся параметры глинистого раствора в соответствии с требованиями ГТН, и инструмент поднимается, выбрасывается на мостки и укладывается на стеллажи.

Проведение перечисленных работ должно оговариваться в плане работ на крепление скважины обсадной колонной.

По окончании подготовки ствола скважины, труб и оборудования составляется акт готовности буровой установки к креплению скважины.

Технология спуска обсадной колонны

Процесс спуска обсадной колонны в скважину будет осуществляться в один прием (одной сплошной секцией).

Работа по спуску обсадной колонны должна быть организована так, чтобы каждый член буровой бригады чётко выполнял свои обязанности. Во избежание несчастных случаев при пуске обсадной колонны в скважину все члены бригады должны быть тщательно проинструктированы, рабочее место должно быть очищено от посторонних предметов. Работами по спуску колонны должно руководить одно лицо – буровой мастер, ответственный за работу по спуску колонны согласно разработанному техническому плану.

При организации рабочего места и расстановке рабочей силы для спуска обсадной колонны в каждой вахте выделяется лицо, ответственное за проведение повторного шаблонирования каждой трубы, сохранность шаблона во время спуска колонны и проверку соблюдения установленного порядка спуска труб. Колонну должны спускать при помощи клиновых захватов или клиньев для обсадных труб, позволяющих докреплять резьбовые соединения в процессе спуска. Элеваторы для спуска в скважину обсадных труб используют как исключение.

Низ технических колонн и кондукторов собирается в соответствии с планом работ в следующей последовательности:

- колонный башмак;
- обратный клапан типа ЦКОД;
- обсадные трубы согласно компоновке.

Перед спуском в скважину повторно проверяется качество крепления и работоспособность обратных клапанов.

Обратный клапан типа ЦКОД устанавливается между второй и третьей обсадными трубами. Седло клапана одновременно служит упорным кольцом.

Для предотвращения расслабления муфтового соединения промежуточной колонны и кондуктора от последующего воздействия на них буровой колонны первые 5–10 труб от башмака после закрепления их машинными ключами приваривают. Во избежание смятия колонны при спуске её с обратным клапаном каждую навинченную трубу после снятия её с клиньев или элеваторов спускают с такой скоростью, чтобы стрелка индикатора масса (веса) колебалась в пределах пяти делений.

В процессе спуска обсадной колонны с обратным клапаном типа ЦКОД, обеспечивающим саморегулируемое заполнение колонны глинистым раствором, необходимо систематически контролировать характер заполнения по объёму вытесняемой жидкости и нагрузке на крюке.

Скважину во время спуска промывают в интервалах, предусмотренных планом спуска. Продолжительность промывки не должна превышать одного цикла циркуляции, причем основным критерием для прекращения промежуточной промывки считается необходимое качество и постоянство показателей глинистого раствора по плотности и вязкости и падение давления на манометре до величин, равных гидравлическим сопротивлениям. Режимы спуска обсадной колонны и последующего её цементирования должны быть рассчитаны таким образом, чтобы не допустить гидроразрыва пород и связанных с ним осложнений.

Контроль за спуском обсадной колонны должен осуществляться по записям и замеру длины колонны, а также по записям регистрирующего манометра индикатора массы. В записях замера обсадных труб указываются число спущенных труб и их суммарная длина.

Спуск обсадных колонн является одной из трудоёмких и ответственных операций, от темпов которой зависит успех всего процесса бурения. В настоящее время довольно широко применяются средства механизации, облегчающие труд рабочих, а также ускоряющие спуск обсадных труб. В процессе подготовки к спуску эксплуатационной колонны ко 2-му и 3-му поясам вышки прикрепляют хомутам две перекладки из насосно-компрессорных труб. Между этими перекладками на роликах монтируется двухэтажная люлька для верхнего рабочего. Люлька может передвигаться как в вертикальном, так и горизонтальном направлениях. Находящийся в люлке рабочий центрирует обсадные трубы в момент навинчивания.

Для подъёма обсадных труб над ротором вместо обычного элеватора применяют легкий шарнирный хомут, подвешиваемый на крюке на двух штропах. Хомут надевают на трубу одновременно со спуском и установкой колонны на ротор. Навинчиваемая труба находится в подвешенном состоянии на хомуте только до тех пор, пока труба не завинчивается на 3–4 нитки. После этого хомут снимают и продолжают свинчивать при свободном верхнем конце трубы.

По окончании спуска обсадную колонну устанавливают в скважине с учётом расположения оборудования низа согласно утвержденного плана и оставляют подвешенной на талевой системе для обеспечения возможности расхаживания в процессе цементирования или перемещения при изменении растягивающих усилий в период ОЗЦ.

Скважину промывают до выравнивания параметров глинистого раствора по всему стволу скважины.

Подготовка к цементированию

1. Выбор рецептуры и подготовка тампонажных материалов

Выпускаемые промышленностью для закрепления скважин тампонажные материалы должны удовлетворять требованиям ГОСТа или соответствующих технических условий.

Потребное количество тампонажного материала для цементирования обсадной колонны определяют с учётом данных профилометрии ствола и имеющего опыта цементирования скважин на конкретной площади.

Количество тампонажного материала, затаренного в цементосмесительные машины, контролируют взвешиванием.

Подбор рецептуры раствора производят не позднее, чем за 5 суток до цементирования.

Проведение цементирования при отсутствии результатов контрольных испытаний проб тампонажного материала и рецептуры раствора запрещается.

Рекомендуется применять тампонажные смеси заводского приготовления.

Лежалые тампонажные материалы подвергаются диспергированию с помощью дезинтеграторных установок.

2. Приготовление воды затворения и буферной жидкости

На буровой необходимо устанавливать дополнительные металлические ёмкости с водой из расчёта полного объёма воды затворения с учётом буферной жидкости. За 2–3 суток до начала цементирования обсадной колонны в этих ёмкостях согласно рецептурам тампонажного раствора, подобранным в лаборатории, готовятся водные растворы химреагентов.

Подбирая рецептуру буферной жидкости необходимо выполнять условие, при котором удельный вес и вязкость жидкости находятся в пределах промежуточных значений аналогичных параметров разделяемых глинистого и тампонажного растворов.

3. Подготовка цементировочного оборудования

При подготовке к выезду на буровую очищают мерные ёмкости агрегатов, проверяется соответствие размеров цилиндрических втулок и поршней цементировочных насосов ожидаемому давлению, наличие и исправность манометров высокого и низкого давлений, предохранительных клапанов и запорных устройств, у цементосмесительных машин – соответствие размеров насадок заданной плотности тампонажных растворов.

Цементировочные головки оборудуются манометрами, кранами высокого давления и заблаговременно опрессовываются на полуторакратное максимальное рабочее давление, которое ожидается при цементировании.

4. Подготовка к процессу цементирования

Подготовку к цементированию производят одновременно с подготовкой к спуску и во время спуска колонны. В ней принимают участие буровая бригада, БПО УБР и тампонажная контора или цех.

Расстановку и обвязку цементировочной техники на буровой производят в соответствии с утверждённой типовой схемой и обеспечивают горизонтальность размещения цементировочных агрегатов.

При цементировании с использованием осреднительной ёмкости с каждой цементосмесительной машиной обвязывается один агрегат, который откачивает цементный раствор в осреднительную ёмкость. Для закачки цементного раствора в скважину у осреднительной ёмкости ставятся агрегаты, количество которых соответствует числу цементосмесительных машин.

Для заполнения мерных ёмкостей цементировочных агрегатов водой затворения и продавочной жидкостью в первую очередь прокладываются приёмные линии, затем – линии высокого давления от агрегатов к блоку манифольдов и цементировочной головке.

У дополнительных ёмкостей с водой затворения устанавливают не менее двух цементировочных агрегатов, мерники которых заполняют водой после окончания спуска обсадной колонны во время промывки скважины.

Заполнение мерников цементировочных агрегатов глинистым раствором производится после прекращения промывки скважины одновременно со сборкой трубопровода высокого давления от блока манифольдов к цементировочной головке.

Обвязкой агрегатов с цементировочной головкой предусматривается наличие отдельной линии высокого давления для продавливания верхней разделительной пробки закачивания тампонажного раствора.

По окончании сборки линии высокого давления опрессовывают на полуторакратное максимальное рабочее давление, которое ожидается при цементировании.

Расстановка и обвязка цементировочной техники планируется так, чтобы время их окончания совпадало с окончанием спуска обсадной колонны.

По окончании расстановки и обвязки цементировочного оборудования инженер по цементированию должен произвести проверку правильности установки цементировочных агрегатов, цементосмесительных машин и коммуникаций.

Цементирование скважины

Крепление скважин осуществляется для разобщения нефтегазоносных пластов от всех вышележащих с обязательным одновременным разобщением нефтесодержащих и газосодержащих пластов друг от друга и защиты обсадных труб от корродирующего действия минерализованных вод, циркулирующих в недрах. Поэтому в скважину обсадные колонны должны быть зацементированы путём закачки тампонажного материала в кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонны.

Существует ряд методов цементирования скважин. К ним относятся: одно- и двухступенчатое цементирование, манжетное цементирование, цементирование хвостовиков, цементирование под давлением. В зависимости от условий залегания нефтяных или газовых пластов, степени их насыщенности, литологического состава, проницаемости применяют тот или иной метод цементирования скважины.

Проектная скважина будет подвержена одноступенчатому цементированию (одноцикловый способ) – наиболее распространённый вид цементирования.

Процесс цементирования заключается в следующем. После того как обсадная колонна спущена, скважину подготавливают к цементированию, промывая её после спуска обсадной колонны труб. Для этого на спущенную колонну труб навинчивают цементировочную головку и приступают к промывке. Промывку производят до тех пор, пока буровой раствор не перестанет выносить взвешенные частицы породы, т.е. плотность бурового раствора, поступающего в скважину, и плотность бурового раствора, выходящего из неё, станут одинаковыми. При промывке необходимо фиксировать давления на выкиде насоса.

После того как скважина промыта и вся арматура проверена приступают к приготовлению и закачиванию цементного раствора в скважину. Рекомендуется непосредственно перед началом затворения цементной смеси произвести закачивание в колонну буферной жидкости, в качестве которой наиболее широко используется вода и водные растворы солей, щелочей и ПАВ (сульфанол). Смешиваясь с буровым раствором, они разжижают его, уменьшают статическое и динамическое напряжение сдвига и вязкость. Объём буферной жидкости подсчитывается из условия допустимого снижения гидростатического давления на продуктивный пласт. После закачивания буферной жидкости в колонну опускают нижнюю пробку. Затем при помощи цементосмесителей и цементировочных агрегатов подготавливают цементный раствор, который агрегатами перекачки перекачивается в скважину. После закачки цементного раствора из цементировочной головки продавливают верхнюю пробку, и цементный раствор движется между двумя пробками к башмаку колонны.

Далее приступают к продавке цементного раствора вниз. Для предупреждения быстрого роста давления в начале закачки тампонажных смесей и продавочной жидкости цементировочные агрегаты подключают в работу поочерёдно. Буровые насосы перекачивают глинистый раствор в тарированные мерники цементировочных агрегатов. При продавке цементного раствора ведётся счёт закачиваемой в колонну продавочной жидкости. Это делается для того, чтобы до прокачки оставшейся 0,5–1,0 м³ продавочной жидкости перейти на один агрегат, которым и производится посадка пробок на упорное кольцо. Этот момент характеризуется резким повышением давления на заливочной головке, так называемым «ударом». Величина «удара» зависит от руководителя работ и обычно не превышает 0,5–1,0 МПа сверх максимального давления, имевшего перед моментом схождения пробок. На этом заканчивается процесс цементирования, и скважина оставляется в покое при закрытых кранах на головке на срок, необходимый для схватывания и твердения цементного раствора.

Контроль процесса цементирования

При цементировании проектируемой скважины будет использоваться компьютеризированный комплекс оборудования для контроля и управления процессом цементирования КСЦ-32.

Комплекс КСЦ-32 предназначен для использования при строительстве скважин различного назначения и, в частности, при цементировании обсадных колонн в умеренном и холодном макроклиматических районах.

В состав КСЦ-32 входят:

- модернизированный блок манифольдов (МБМ-32), на котором установлена измерительная вставка с датчиками расхода, плотности, давления, температуры;
- комплексный прибор для осреднительной ёмкости, включающий датчики плотности, уровня, температуры;
- световое информационное табло с отдельным кабелем;
- световое информационное табло с отдельным кабелем;
- станция контроля и управления процессом цементирования компьютеризированная (СКУПЦ-К).

В состав СКУПЦ-К входят:

- система сбора информации;
- преобразователь $\pm 24V$ в $\sim 220V$;
- бортовой промышленный компьютер (смонтированный в тумбе стола);
- промышленный монитор с температурой хранения – 40 °С;
- промышленная клавиатура и др.;
- специальное программное обеспечение;
- комплект кабелей на мобильных смотках.

Базовый вариант блока манифольдов смонтирован на шасси автомобиля «Урал».

Базовый вариант СКУПЦ-К смонтирован в специальном автобусе на шасси автомобиля КАМАЗ или УРАЛ любой модели.

Технологические задачи КСЦ-32:

- управление процессом цементирования в реальном времени с предотвращением гидроразрывов тампонажного раствора в затрубном пространстве, гидроударов при посадке продавочной пробки на упорное кольцо;
- слежение за приготовлением тампонажного раствора при использовании осреднительной ёмкости.

Технологические характеристики датчиков:

1. Датчик давления на блоке манифольдов:	
пределы измерения, МПа	0–40
относительная погрешность, %	± 1
2. Датчики плотности на блоке манифольдов и на осреднительной ёмкости:	
пределы измерения, кг/м ³	800–2600
относительная погрешность, %	± 2
3. Датчик расхода на блоке манифольдов:	
пределы измерения, м ³ /с	0–0,050
относительная погрешность, %	± 2
4. Датчик температуры на блоке манифольдов и на осреднительной ёмкости:	
пределы измерения, °С	-40 ÷ +60
относительная погрешность, %	$\pm 0,5$
5. Датчик уровня на осреднительной ёмкости:	
пределы измерения, МПа	0–2
относительная погрешность	± 2

Технические характеристики определяемых параметров:

1. Параметр объёма закачиваемых агентов:	
пределы измерения, м ³	0–100
относительная погрешность, %	± 2
2. Параметр суммарного объёма закачиваемых агентов:	
пределы измерения, м ³	0–200
относительная погрешность, %	± 2
3. На выносном табло отображается: давление, плотность, расход, объём, уровень, температура.	

Техническая характеристика КСЦ-32:

Наибольшее рабочее давление, МПа	32
Плотность перекачиваемых агентов, кг/м ³	800–2600
Число контролируемых параметров на МБМ-32, шт. (давление, температуры, плотность, расход, объём)	5

Число контролируемых параметров на осреднительной ёмкости, шт. 4
(средняя плотность, уровень, объём, температура)

Влажность окружающей среды, % до 100

Температура применения, °С от –40 до +50

Точность измерительных параметров соответствует техническим требованиям процесса цементирования скважин.

По желанию заказчика дополнительно (по отдельному договору) может быть представлен мобильный измерительный комплекс для контроля параметров на выходе из скважины. Цементирование нефтяных и газовых скважин – наиболее ответственный этап их строительства. Неудачи при его выполнении могут свести к минимуму успехи предыдущих этапов строительства скважины. Согласно данным статистики, стоимость работ по креплению и цементированию скважины составляет значительный процент от всей её стоимости, поэтому проведение этих работ имеет существенное значение для успешного закачивания скважины и обеспечивает оптимальные условия её эксплуатации.

Литература

1. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению в 4 томах. – М. : Недра, 1993–1996. – Т. 1–4.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
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., 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.
5. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика : справочное пособие в 2 книгах. – М. : Издательство «Недра», 2014. – Т. 1–2.
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., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
9. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
10. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчёты при бурении глубоких скважин : справочное пособие / под ред. А.Г. Калинина. – М. : Недра, 2000. – 487 с.
11. Иогансен К.В. Спутник буровика : справочник. – М. : Недра, 1990. – 302 с.
12. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
14. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
15. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
16. Проект бурения и крепление эксплуатационной скважины на Песчаной площади Краснодарского края. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a3bd68b4c43a88521316c37_0.html
17. Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин (обращение А.И. Булатова к потомкам) / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 11–13.
18. 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: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 22–29.

19. Батыров М.И., Руденко С.И., Савенок О.В. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 297–315.
20. Галеев С.Р. [и др.]. Прогнозирование параметров бурения для оптимизации проектирования строительства скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 66–71.
21. Лакомых А.В., Клиценко Г.В. Концепция интерактивного проектирования. Новый подход к разработке проектной документации на строительство нефтяных и газовых скважин // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 138–144.
22. Лышко Г.Н. Материалы и технологии герметизации заколонного пространства скважин. Вчера, сегодня, завтра // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 152–153.
23. Макарова Я.А., Егорова А.С. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 166–169.
24. Новохатский Д.Ф., Нижник А.Е., Андроников А.Р. Специальные тампонажные материалы – один из путей повышения качества строительства скважин в сложных геолого-технических условиях // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) 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. 198–201.
25. Паршукова Л.А. [и др.]. Проблемы устойчивости ствола скважины и пути их решения // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 90–91.
26. Рахимов А.К., Рахимов А.А. Качество цементирования – залог успешности разведочных работ и разработки месторождений // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 230–231.
27. Саломатов В.А., Юнусов Р.Р., Паникаровский Е.В. Анализ применяемых понизителей фильтрации для предотвращения загрязнения пласта-коллектора при цементировании // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) 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. 266–269.
28. Симонянц С.Л., Гуринович А.В. Экспертная система выбора рационального типа гидравлического забойного двигателя для бурения // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 106–110.

References

1. Bulatov A.I., Avetisov A.G. Drilling Engineer's Handbook in 4 volumes. – M. : Nedra, 1993–1996. – Т. 1–4.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.

4. Bulatov A.I., E.Y. Voloshchenko, G.V. Kusov, O.V. Savenok Ecology in the Construction of Oil and Gas Wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
5. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Driller's satellite : a reference book in 2 books. – M. : «Nedra» Publishing House, 2014. – Т. 1–2.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Т. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
9. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
10. Ganjumyan R.A., Kalinin A.G., Nikitin B.A. Engineering calculations for deep wells drilling : reference book / edited by A.G. Kalinin. – M. : Nedra, 2000. – 487 p.
11. Johansen K.V. Driller's companion : reference book. – M. : Nedra, 1990. – 302 p.
12. Popov V.V. [et al]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
13. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squagin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
14. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling flushing fluids : a textbook. – Novocherkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : ООО «Pervaya typographia», 2019. – Т. 1–4.
16. Project of Drilling and Fastening of a Production Well in Sandy Square of Krasnodar Region. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a3bd68b4c43a88521316c37_0.html
17. Concept of quality drilled oil and gas wells (address A.I. Bulatov to his descendants) / Bulatovskie readings: materials I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general ed. ed. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 11–13.
18. Agzamov F.A., Tokunova E.F., Komleva S.F. About requirements to plugging materials and fastening technology for casing, working in extreme conditions // Bulatovskie readings: materials of the I International scientific-practical conference (31 March 2017) in 5 volumes: a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 22–29.
19. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Construction of the regression model for determination of the factors influencing on the properties and technological parameters of the drilling mud // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 297–315.
20. Galeev S.R. [et al]. Prediction of drilling parameters to optimize the design of well construction // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general ed. ed. Dr. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 66–71.
21. Lakomikh A.V., Klitsenko G.V. Interactive design concept. New approach to the development of project documentation for the construction of oil and gas wells // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (31 March 2017) in 5 volumes: a collection of articles / under general editorship of Doctor of Engineering, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 138–144.
22. Lyshko G.N. Materials and technologies for sealing wellbore space. Yesterday, today, tomorrow // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 152–153.
23. Makarova Ya.A., Egorova, A.S. New system of drilling mud for qualitative completion of wells // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 166–169.
24. Novokhatskiy D.F., Nizhnik A.E., Andronikov A.R. Special plugging materials – one of the ways to improve the quality of well construction in complex geological and technical conditions // Bulatovskie readings: materials of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Engineering, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 198–201.

25. Parshukova L.A. [et al]. Problems of stability of a wellbore and ways of their decision // Bulatovskie readings: materials of III International scientifically-practical conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under general ed. ed. of Dr. Sci. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 3: Drilling of oil and gas squeeze-gins. – P. 90–91.
26. Rakhimov A.K., Rakhimov A.A. Cementing quality is the key to success of the exploration work and field development // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 230–231.
27. Salomatov V.A., Yunusov R.R., Panikarovskiy E.V. The analysis of applied filter-frac reduction for prevention of reservoir-collector pollution at cementing // Bulatovskie readings: materials of II International scientific-practical conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 266–269.
28. Simonyants S.L., Gurinovich A.V. Expert system for selection of rational type of hydraulic down-hole motor for drilling // Bulatovskie readings: Proceedings of III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. Design, construction and operation of pipeline transport systems. – P. 106–110.