



УДК 622.24.063

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЦЕПТУР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПО ИНТЕРВАЛАМ БУРЕНИЯ ДЛЯ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### DESIGN OF DRILLING FLUID FORMULATIONS ALONG THE DRILLING INTERVALS FOR THE PRIOBSCOYE FIELD

**Савенок Ольга Вадимовна**

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

**Тепе Джонатан Бегре**

студент-магистрант,  
Кубанский государственный технологический университет  
tepe.jonathan@yahoo.fr

**Аннотация.** В статье рассмотрен проект на строительство наклонно-направленной скважины для геологических условий Приобского месторождения, расположенного в районе ХМАО. Где бы ни происходило бурение скважины, везде необходимо соблюдать основное требование по проводке ствола скважины. Желаемое условие бурения – это бурение с постоянной депрессией на пласт. И даже когда процесс бурения приостановлен, необходимо соблюдать это условие. Основопологающей причиной данного явления служит буровой раствор, качественно приготовленный и подобранный для конкретных условий. Целью статьи является проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для Приобского месторождения, а также определение потребного количества химических реагентов по интервалам бурения и управление свойствами буровых растворов в процессе бурения. Качественно приготовленный и хорошо подобранный раствор – это 50 % успешного бурения без осложнений и аварий.

**Ключевые слова:** выбор типа растворов по интервалам бурения; параметры бурового раствора; рецептуры буровых растворов; показатели качества буровых промывочных растворов; технология приготовления буровых растворов; выбор оборудования для приготовления буровых растворов; технология и средства очистки буровых растворов.

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Professor of Oil and Gas Engineering  
Department named after  
professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Tepe Jonathan Begre**

Masters Student,  
Kuban state technological university  
tepe.jonathan@yahoo.fr

**Annotation.** The article considers a project for the construction of a directional well for the geological conditions of the Priobskoye field located in the Khanty-Mansi autonomous region. Wherever a well drilled, it is necessary to comply with the basic requirement for borehole drilling. The desired condition for drilling is drilling with permanent depression on the formation. And even when the drilling process is suspended, it is necessary to comply with this condition. The fundamental cause of this phenomenon is a drilling mud, qualitatively prepared and matched for specific conditions. The aim of the paper is to design the drilling mud formulations along the drilling intervals for the Priobskoye field, as well as to determine the required amount of chemical reagents along the drilling intervals and control the properties of drilling fluids during drilling. Qualitatively prepared and well-chosen solution is 50 % of successful drilling without complications and accidents.

**Keywords:** selection of the type of solutions over the intervals of drilling; parameters of drilling mud; formulations of drilling fluids; indicators of the quality of drilling muds; technology of preparation of drilling fluids; selection of equipment for the preparation of drilling fluids; technology and means for cleaning drilling mud.

#### **Выбор растворов по интервалам бурения скважин**

##### *Анализ используемых в УБР буровых растворов*

Для бурения скважин предусмотрено использование экологически малоопасных рецептур бурового раствора на основе отечественных реагентов КМЦ-600, САЙПАН, ГИПАН, НТФ, ТПФН, КССБ.

Химические реагенты и их приготовление для обработки бурового раствора:

1. КМЦ применяется для регулирования фильтрационных свойств бурового раствора.

Приготовление водного раствора КМЦ на буровой производится в глиномешалках или гидромешалках. Глиномешалка МГ2-4 заполняется на 2/3 водой, загружается расчётное количество реагента, перемешивается в течение 10 мин. Приготовление раствора КМЦ осуществляется из расчёта не более 200 кг на глиномешалку.

2. КССБ принимается для снижения вязкости пресных растворов, вызывает пенообразование. При использовании КССБ необходимо применять пеногаситель.

3. Гипан применяется для снижения показателя фильтрации пресных и слабоминерализованных буровых растворов, вызывает раннее загустевание пресных растворов.



Гипан не требует специального приготовления, но для более равномерной обработки бурового раствора рекомендуется производить двадцатикратное разбавление водой товарного гипана.

4. НТФ – применяется для снижения вязкости, структурных характеристик глинистого раствора в процессе бурения, регулирования фильтрационных свойств. Не требует специального приготовления, может добавляться в сухом виде под перемешиватели.

5. Бентонит, модифицированный метасом и кальцинированной содой, применяется для заготовки и обновления объема глинистых буровых растворов при снижении удельного веса.

6. Кальцинированная сода применяется для обработки раствора после разбуривания цементного стакана в башмаке кондуктора, а также в качестве понизителя вязкости.

7. Графит серебристый применяется как профилактическая смазочная добавка к буровому раствору.

8. ФК-2000 – смазывающая добавка многофункционального действия, экологически чистая. Составляет из ПАВ на основе растительных масел. Совместима со всеми химическими реагентами. Оптимальная добавка от 0,1 до 0,5 %.

#### *Обоснование выбора типа растворов*

Тип бурового раствора выбирается в первую очередь из условия обеспечения устойчивости стенок скважины, определяемой физико-химическими свойствами слагающих горных пород и содержащихся в них флюидов, пластовым и горным давлениями, а также забойной температурой. При этом следует руководствоваться накопленным опытом бурения в проектом районе с промывкой различными буровыми растворами. Критерием оптимальности применяемого типа бурового раствора являются затраты времени и средства на борьбу с осложнениями, связанными с типом бурового раствора. Если затраты времени на борьбу с подобными осложнениями отсутствуют, то применяемый тип бурового раствора следует считать оптимальным.

Необходимо помнить, что тип бурового раствора определяет не только осложнения при бурении, но и в большей мере эффективность разрушения долотом. Чем быстрее бурится скважина, тем меньше, как правило, наблюдается осложнений. Поэтому при решении этого вопроса следует анализировать и учитывать отечественный и зарубежный опыт бурения скважин в аналогичных разрезах. При прочих равных условиях всегда следует отдавать предпочтение буровым растворам с минимальным содержанием твердой фазы.

Отдельно решается вопрос выбора бурового раствора для вскрытия продуктивных горизонтов. Буровой раствор выбирается так, чтобы предупредить ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов вследствие возникновения капиллярного эффекта при вытеснении из пристволенной зоны продуктивного пласта фильтра бурового раствора.

#### *Обоснование параметров буровых растворов*

При проектировании параметров буровых растворов всегда нужно стремиться к тому, чтобы достигались высокие скорости бурения, высококачественное вскрытие продуктивных пластов, предупреждались всевозможные осложнения.

Плотность раствора влияет на гидростатическое давление, на забой и стенки скважины. При наличии в разрезе водо-, газо-, нефтепроявляющих пластов обычно давление бурового раствора поддерживают несколько большим пластового с тем, чтобы предотвратить или резко уменьшить интенсивность поступления флюидов в скважину. Иногда плотность увеличивают для предупреждения обвалообразований. Плотность раствора уменьшают при поглощении, для снижения гидравлических потерь в циркуляционной системе и дифференциального давления на забое, повышения буримости горных пород и т.д.

Плотность бурового раствора ( $\text{кг/м}^3$ ) рассчитывается для каждого интервала совместимых условий бурения по горизонту с максимальным градиентом пластового давления по формуле

$$\rho = \frac{K_n \cdot P_{пл}}{g \cdot H},$$

где  $K_n$  – коэффициент превышения гидростатического давления бурового раствора над пластовым;  $P_{пл}$  – пластовое давление, Па;  $g$  – ускорение свободного падения;  $H$  – глубина залегания кровли горизонта с максимальным градиентом пластового давления.

Рекомендуется принимать:

- $K_n = 1,10 \div 1,15$  при  $H < 1200$  м ( $\Delta P \leq 1,5$  МПа);
- $K_n = 1,05 \div 1,10$  при  $H = 1200 - 2500$  ( $\Delta P \leq 2,5$  МПа);
- $K_n = 1,04 \div 1,07$  при  $H > 2500$  м ( $\Delta P \leq 3,5$  МПа).



Для качественного вхождения в продуктивный пласт необходимо произвести очистку бурового раствора от шлама, также произвести химическую обработку раствора до указанного ПФ.

С ростом фильтрации, особенно при промывке раствором на водной основе, часто ухудшается качество вскрытия продуктивных пластов, повышается интенсивность обвалообразования в глинах, аргиллитах, сланцах, увеличивается толщина фильтрационной корки, что сопровождается сальникообразованиями, затяжками и повышает вероятность прихвата бурильной колонны и приборов в скважине. Поэтому в практике бурения фильтрацию следует снижать, лишь когда это безусловно необходимо, и до такого уровня, который технологически допустим и не вызывает осложнения.

#### *Обоснование рецептур буровых растворов*

Бурение под направление начинается на глинистом свежеприготовленном растворе. При бурении под направление для снижения ПФ и увеличении вязкости глинистый раствор обрабатывается реагентами КМЦ и каустической содой.

При бурении под кондуктор проходят сквозь слой рыхлых песчаников и неустойчивых глинистых отложений. В связи с этим требуется решать следующие основные проблемы:

- укрепление стенок скважины;
- увеличение выносной способности бурового раствора;
- поддержание низкой температуры;
- образование прочной фильтрационной корки;
- создание высокой скорости потока раствора.

Данные проблемы решаются с использованием высокоэффективных полимеров-структурообразователей. Для бурения под кондуктор проектом предусматривается буровой раствор, приготовленный из бентонитового глинопорошка, обработанный химическими реагентами. При бурении под кондуктор для обработки бурового раствора применяют КМЦ, ФК-2000, графит, каустическую соду, НТФ, КМЦ, КССБ, ФК-2000, СМАД.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие:

- предупреждение поглощения раствора и водопроявлений;
- предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты;
- сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта (главная проблема).

При бурении под эксплуатационную колонну для снижения вязкости буровой раствор во всех интервалах бурения, кроме продуктивных, при необходимости обрабатывается НТФ. Для поддержания необходимых значений показателя фильтрации буровой раствор обрабатывается КМЦ и КССБ. Поскольку свойства раствора улучшаются при  $\text{pH} = 8-9$ , в буровой раствор при бурении под кондуктор и эксплуатационную колонну добавляется каустическая сода или гидроксид калия для поддержания указанных регламентных  $\text{pH}$ .

### **Уточнение рецептур буровых растворов**

#### *Постановка задачи*

Необходимость уточнения рецептуры бурового раствора связано с отсутствием данных по показателям качества компонентов на период его приготовления. Связь между регулируемым параметром раствора и содержанием реагента анализируется с помощью вероятностных методов, т.к. зависимость конкретных значений выходного показателя от переменной величины  $X$  (содержание реагента) имеет случайный вероятностный характер. По существу, задача сводится к установлению влияния химических реагентов на основные параметры выбранной модели бурового раствора.

Планирование эксперимента предполагает создание линейной модели оптимального планового эксперимента и включает следующие основные этапы:

- разработка матрицы планирования эксперимента;
- выполнение экспериментов;
- обработка результатов опытов.

Требуется уточнить рецептуру бурового раствора для наиболее ответственного интервала бурения – продуктивного пласта. Для этого исследуем влияние трёх химических реагентов: DUO VIS, KEM PAS, Формиат.

#### *Показатели качества БПР*

При использовании степенной жидкости характер её течения, профиль скоростей, поведение при различных скважинных условиях, стабильность меняются. Для получения модели БПР для конкретных условий бурения применяли совокупность следующих показателей.

**Фильтрационные свойства.** С ростом фильтрации, особенно при промывке раствором на водной основе, часто ухудшается качество вскрытия продуктивных пластов, повышается интенсивность обвалообразования в глинах, аргиллитах, сланцах, увеличивается толщина фильтрационной корки, что сопро-



вождается сальникообразованиями, затяжками и повышает вероятность прихвата бурильной колонны и приборов в скважине. Поэтому в практике бурения фильтрацию следует снижать лишь когда это безусловно необходимо и до такого уровня, который технологически допустим и не вызывает осложнения.

**Скорость набухания.** При промывке глинистым раствором на водной основе и бурении в интервалах неустойчивых глиносодержащих пород имеет место набухание глинистых частиц. Это ведёт к появлению в составе раствора коллоидной дисперсной фазы, которая меняет свойства раствора.

Требуется снижать набухание, в частности, скорость набухания глин путём добавления в глинистый раствор ингибирующих добавок.

При постановке условий эксперимента необходимо использовать добавки для уменьшения набухания. В качестве оценки набухания используем показатель скорости набухания  $V_{наб}$ .

#### Методика экспериментов

Для достижения поставленной цели и получения модели БПР с заданными параметрами приготовили 4 раствора в соответствии с матрицей планирования, которая представлена в таблице 1.

**Таблица 1** – Матрица планирования

Номер раствора	DUO VIS, % масс.	KEM PAS, % масс.	Формиат, % масс.
№ 1	0,6	0,45	1
№ 2	0,2	0,45	1
№ 3	0,4	0,3	3
№ 4	0,4	0,6	3

Для каждой рецептуры раствора было проведено 3 эксперимента:

- 1) на набухание;
- 2) на определение показателя фильтрации;
- 3) на определение реологических параметров бурового раствора.

Измерение скорости набухания производится на приборе Жигача-Ярова. Внутрь прибора помещается 10 грамм высушенной и просеянной глины. Затем добавляется определённое количество раствора и производится замер результатов в течение 24 часов. Итогом эксперимента является зависимость высоты пробы от времени.

Измерение скоростей набухания может быть отображено в графической форме, где представлены характеристические кривые скоростей набухания от времени для каждого раствора, которые имеют модели следующего вида:

$$Y = a \cdot \ln(x) \pm b,$$

где  $a \cdot \ln(x)$  – зависимость скорости набухания от времени.

Для того чтобы получить точную информацию о скорости набухания, необходимо отсечь тот момент, когда идёт капиллярная пропитка (процесс набухания включает в себя: капиллярную пропитку и само набухание). Для этого строятся кривые изменения высоты пробы от времени в логарифмических координатах. Затем отсекаются те участки, где идёт капиллярная пропитка (не прямолинейные участки) и с учётом этого строятся модели скорости набухания.

Для определения показателя фильтрации был использован прибор ВМ-6. На дне прибора находится решётка, на которую кладётся фильтровальная бумага, смоченная водой. Затем в прибор заливается 100 мл раствора, сверху навинчивается цилиндр с игольчатым клапаном. В него заливается масло и вставляется шток с мерной шкалой, который создаёт перепад давления в 1 атмосферу. Выпуская масло игольчатым клапаном, устанавливаем шток на ноль. Затем открываем нижний клапан, включаем секундомер и делаем замеры через 1, 2, 5, 9, 15 минут. Обработка результатов позволяет определить показатель фильтрации для каждого раствора.

#### Результаты опытов и их анализ

В ходе работ были проведены испытания для определения следующих показателей:

1) скорости набухания, где отображены логарифмические зависимости скорости набухания глинистой корки от времени;

2) показателя фильтрации, где отображены зависимости показателя фильтрации от времени.

Обработка результатов эксперимента дала следующие модели:

- скорость набухания глинистой корки:

$$V_{наб} = 55 + 54 \cdot \text{DUO VIS} - 60,67 \cdot \text{KEMPAS} + 2,2 \cdot \text{Formiat};$$



- показатель фильтрации:

$$ПФ = 21,175 + 5,75 \cdot \text{DUO VIS} + 8 \cdot \text{KEM PAS} - 4,225 \cdot \text{Formiat}.$$

Для удобства анализа этих моделей составим таблицу 2 с указанием степени влияния каждого компонента раствора на определённые показатели.

**Таблица 2** – Влияние компонентов на скорость набухания и показателя несущей способности

Параметры	Состав компонента		
	DUO VIS	KEM PAS	Формиат натрия
ПФ	+ 5,75	+ 8	- 4,225
$V_{\text{наб}}$	+ 54	- 60,67	+ 2,2

По таблице 2 можно представить конкретную степень влияния компонентов на определённые показатели:

1) на увеличение показателя фильтрации влияет DUO VIS и KEM PAS, а на уменьшение – формиат натрия;

2) на увеличение скорости набухания значительно влияет DUO VIS, незначительно – формиата натрия, а на уменьшение скорости набухания значительно влияние KEM PAS.

Решив эту систему уравнений (концентрацию DUO VIS берём минимальной = 0,2), получаем следующие результаты:

$$\text{DUO VIS} = 0,2; \text{KEM PAS} = 0,496; \text{формиата натрия} = 1,96.$$

Полученные значения представлены в процентах от общей массы раствора.

### **Приготовление буровых растворов**

#### *Технология приготовления бурового раствора*

При приготовлении буровых растворов требуется обеспечить с помощью специальных устройств хорошее диспергирование твёрдой фазы и перемешивание её с жидкостью. В качестве такого устройства для приготовления раствора из бентонитового глинопорошка использовалась глиномешалка типа МГ-2-4. Исходный раствор готовился по требуемой плотности дисперсионной среды и дисперсной фазы – смеси воды и бентонитового глинопорошка.

В процессе бурения приходится обрабатывать буровой раствор химическими реагентами для обеспечения требуемых параметров стабильности и тиксотропии.

#### *Выбор оборудования для приготовления растворов*

В современных условиях бурения для приготовления буровых растворов используется следующее оборудование:

- блок приготовления раствора БПР-70 или БПР-40 с выносными гидроэжекторными смесителями и загрузочными воронками;
- ёмкости циркуляционной системы с гидравлическими и механическими перемешивателями;
- диспергатор;
- насосы.

При выборе оборудования для приготовления растворов необходимо учитывать комплектование и состав циркуляционных систем буровых установок различных типов.

#### *Технология и средства очистки буровых растворов*

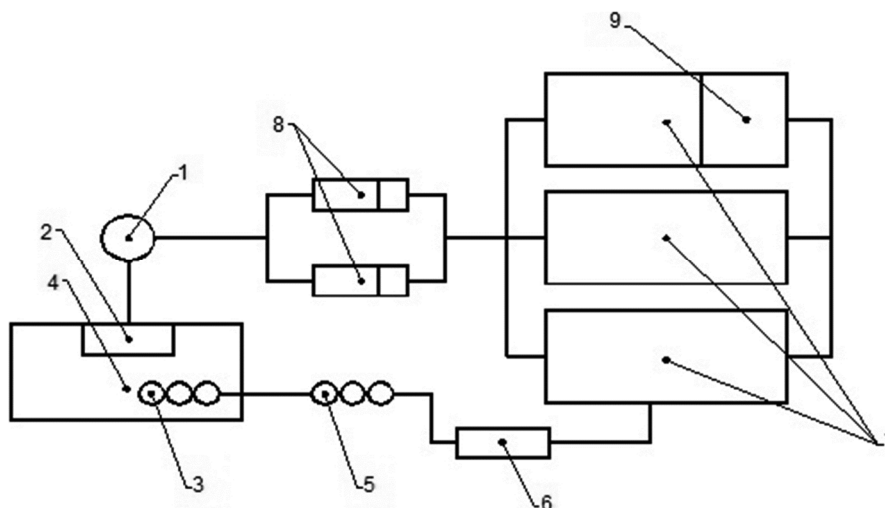
Эффективная очистка буровых растворов от выбуренной породы является важнейшим фактором снижения затрат материалов на регулирование параметров буровых растворов, повышения технико-экономических показателей бурения скважин и улучшения качества вскрытия продуктивных пластов.

Очистка бурового раствора от выбуренной породы и газа должна осуществляться комплексом средств, предусмотренных проектом на строительство скважины, в следующей последовательности: скважина → блок грубой очистки (вибросито) → дегазатор → блок тонкой очистки (песко- и илоотделитель) → блок регулирования твёрдой фазы (гидроциклонные глиноотделители, центрифуга).

Широко применяется импортная система очистки американской фирмы «DERRIC». В частности, на скважине № 1142 были установлены вибросита и центрифуга этой фирмы. Вибросита просты в обслуживании и имеют две сетки, что обеспечивает более эффективную очистку.

Так как бурение скважины требует качественной очистки бурового раствора от выбуренной породы, поэтому прежде чем приступить к забурированию, следует убедиться в наличии сеток на вибросите с различными диаметрами ячеек в зависимости от интервала бурения и буримости породы, состояния оборудования для приготовления и очистки.

На всём протяжении бурения была организована четырёхступенчатая очистка бурового раствора (рис. 1).



**Рисунок 1** – Принципиальная схема блока приготовления и очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросита DERRIC; 3 – пескоотделитель; 4 – ЦСГО; 5 – илоотделитель; 6 – центрифуга DERRIC; 7 – ёмкости для раствора; 8 – буровые насосы; 9 – мерная ёмкость  $V = 10 \text{ м}^3$

**Мероприятия по экологической безопасности применения растворов**

Задача охраны природы при разработке нефтяных и газовых залежей состоит в предотвращении потерь природного газа, нефти и выполнении специальных мероприятий по защите окружающей среды – воздушного бассейна, водоёмов и земной поверхности от вредного воздействия отходов производства, а также защиты земель от эрозии, особенно опасной в зоне распространения многолетнемёрзлых грунтов. Для исключения или сведения к минимуму вредного воздействия на окружающую среду при различных видах работ на лицензионном участке предусмотрен комплекс специальных мероприятий.

Природоохранная деятельность на месторождениях проводится инженерно-геологической службой ЦБР г. Стрежевой. Контроль мероприятий по охране окружающей среды проводится местными и ведомственными природоохранными органами и супервайзерскими службами.

Строительство разведочной скважины возможно с использованием традиционных технологий и материалов. Однако требуется применять эффективную систему очистки бурового раствора и утилизации отходов бурения, исключая попадание их на рельеф местности. Применяемые химические реагенты и материалы должны быть малоопасными с экологической точки зрения и должны иметь установленные значения ПДК для водоёмов санитарно-бытового и рыбохозяйственного назначения. При отсутствии ПДК и методов анализов веществ в буровых сточных водах использование их для приготовления (обработки) бурового и тампонажного растворов запрещается.

Физико-географические условия работы строительства скважин по рабочему проекту предъявляют ряд требований к комплексу природоохранных мероприятий по защите почв и водных объектов при строительстве скважины. Общее руководство организации работ по выполнению природоохранных мероприятий и по контролю в соответствии с требованиями законодательных актов и нормативных документов осуществляет руководитель предприятия или главный инженер.

Бурение скважины при определённых условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоёмов, атмосферного воздуха веществами и химическими реагентами, используемыми при проводке скважины, а также пластовым флюидом;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений;
- изъятием водных ресурсов и т.д.

Возможные основные источники и виды негативного воздействия на окружающую природную среду при строительстве скважины следующие:

- автотдорожный транспорт, строительная техника;
- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- отходы бурения;
- тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- горюче-смазочные материалы;
- продукты сгорания топлива;
- хозяйственно-бытовые отходы вывозятся на свалку ближайшего населённого пункта;
- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины из-за некачественного цементирования колонн;
- продукты аварийных выбросов скважины.



### *Природоохранные мероприятия при строительстве*

К природоохранным мероприятиям при строительстве скважин относятся:

- профилактические (технические и технологические) мероприятия, направленные на предотвращение (максимальное снижение) загрязнения и техногенного нарушения природной среды (безамбарное бурение);
- сбор, очистка, обезвреживание, утилизация и захоронение отходов строительства скважин;
- предупреждение (снижение) загрязнения – атмосферного воздуха, почв (грунтов), поверхностных и подземных вод недр;
- рекультивация земель.

### *Сбор, очистка и обезвреживание отходов бурения*

С целью предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды, отходов бурения и испытания скважин, хозяйственных стоков, загрязненных дождевых стоков с площадки буровой, до начала бурения скважин организуется система сбора, накопления и учета отходов бурения, включающая:

- обваловку ограждающую отведенный участок от попадания на него склонового поверхностного стока;
- установку ёмкостей, обеспечивающих сбор отходов бурения;
- размеры ёмкостей определяются объёмами образующихся отходов бурения;
- дно и стенки амбара должны гидроизолироваться цементно-глинисто-полимерными композициями, цементно-глинистой пастой. Кроме того, гидроизоляция дна может осуществляться буровым раствором толщиной не менее 10 см. По согласованию с местными органами СЭС и охраны природы могут быть использованы, кроме указанных материалов (композиций), и другие составы, которые способны формировать надёжные гидроизоляционные покрытия на проницаемом грунте. На данный момент буровые установки оснащены оборудованием, позволяющим бурить безамбарным способом;
- выбор направления утилизации или сбора очищенных вод производится в каждом конкретном случае в соответствии с почвенно-ландшафтными, горно-геологическими и природно-климатическими условиями строительства скважины.

### **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., Пеньков А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М. : Недра, 1984. – 317 с.
3. Булатов А.И., Шаманов С.А. Руководство по буровым растворам для инженеров: в 3 томах. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2001. – Т. 1–3.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика: справочное пособие в 2 книгах. – М. : Недра, 2014. – Т. 1–2.
6. Проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для Приобского месторождения [Электронный ресурс]. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ad78a4d43a88421316d27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ad78a4d43a88421316d27_0.html)
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
9. Булатов А.И., 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.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. 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.

### **References:**

1. Bulatov A.I., Avetisov A.G. Reference book by the engineer on drilling: in 4 volumes. – M. : Nedra, 1993–1996. – V. 1–4.
2. Bulatov A.I., Penkov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on washing of wells. – M. : Nedra, 1984. – 317 p.
3. Bulatov A.I., Shamanov S.A. The guide to boring solutions for engineers: in 3 volumes. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2001. – V. 1–3.
4. Bulatov A.I. Boring and grouting solutions for construction of oil and gas wells: manual for higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Sputnik of the driller : handbook in 2 books. – M. : Nedra, 2014. – V. 1–2.



6. Design of compoundings of boring solutions on drilling intervals for the Priobskoye field. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ad78a4d43a88421316d27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ad78a4d43a88421316d27_0.html)
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
9. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – South, 2012–2015. – V. 1–4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2013–2014. – V. 1–4.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 576 p.
13. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy skvagin. Science i practice : monograf. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.