

УДК 622.244.44

**РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ РЕЦЕПТУР  
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРОМЫВКУ ВЕРТИКАЛЬНОЙ  
НЕФТЯНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2700 М  
НА АГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**DEVELOPMENT OF EFFECTIVE FORMULATIONS  
OF DRILLING FLUIDS FOR WASHING OF VERTICAL  
OIL PRODUCTION WELL WITH DEPTH OF 2700 M  
ON THE AGANSKOYE FIELD**

**Мостовой Владислав Алексеевич**

оператор по добыче нефти и газа 5 разряда,  
цех добычи нефти и газа № 3,  
ООО «РН-Северная нефть»  
ПАО НК «Роснефть»  
vlad11pk@gmail.com

**Mostovoy Vladislav Alekseyevich**

oil and gas production operator  
of the 5th category,  
oil and gas production shop № 3,  
LLC «RN-North Oil» Public Joint Stock  
Company Oil Company «Rosneft»  
vlad11pk@gmail.com

**Аннотация.** Успешная безаварийная проводка скважин определяется, прежде всего, степенью совершенства процесса промывки и оборудования для его осуществления. Процесс промывки скважин определяет режим разрушения породы, очистки забоя от обломков породы, охлаждения и смазки бурильного инструмента, транспортирования шлама на дневную поверхность и т.д. Качественный подбор рецептуры бурового раствора может заметно сократить сроки строительства скважины, так как от качества бурового раствора зависят скорость бурения, предотвращение аварий и осложнений, связанных с прихватами и устойчивостью ствола скважин, износостойкостью бурового оборудования и инструмента, успешное цементирование, стоимость строительства скважин, а также их долговечность. В статье рассмотрен регламент на промывку вертикальной нефтяной добывающей скважины глубиной 2700 м на Аганском месторождении.

**Annotation.** Successful trouble-free drilling of wells is determined, first of all, by the degree of perfection of the flushing process and equipment for its implementation. The process of washing the wells determines the mode of rock destruction, cleaning the bottom of the rock fragments, cooling and lubricating the drilling tool, transporting sludge to the surface, etc. A high-quality selection of the drilling fluid formulation can significantly reduce the construction time of the well, since the drilling speed depends on the quality of the drilling fluid, preventing accidents and complications associated with sticking and wellbore stability, wear resistance of drilling equipment and tools, successful cementing, well construction costs, and their longevity. The article discusses the rules for flushing a vertical oil production well with a depth of 2700 m on the Aganskoye field.

**Ключевые слова:** выбор типа промывочной жидкости по интервалам бурения; анализ используемых буровых растворов; требования к буровым растворам; обоснование выбора типа буровых растворов; обоснование параметров бурового раствора; обоснование рецептур бурового раствора; определение потребности в химических реагентах.

**Keywords:** selection of flushing fluid type at drilling intervals; analysis of used drilling fluids; drilling fluid requirements; rationale for the selection of the type of drilling fluids; substantiation of drilling fluid parameters; rationale for drilling fluid formulations; determination of the need for chemicals.

## **В**ыбор типа промывочной жидкости по интервалам бурения

Анализ используемых на данном месторождении буровых растворов

На данном месторождении на всех интервалах бурения по типовому проекту использовались полимерглинистые растворы с добавкой КМЦ для снижения водоотдачи и смазывающих добавок РЖК для предотвращения прихвата бурильного инструмента.

### **Требования к буровым растворам**

Основное требование к буровым промывочным жидкостям обозначено «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-03): «Тип и свойства бурового раствора в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами должны обеспечивать безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями, а также качественное вскрытие продуктивных горизонтов».

Технологический процесс промывки скважин должен быть спроектирован и реализован так, чтобы достичь лучших технико-экономических показателей бурения. При этом главное внимание необходимо уделять выполнению основных технологических требований и ограничений:

- облегчать разрушение породы долотом или, по крайней мере, не затруднять процесс разрушения и удаления обломков с поверхности забоя;
- не ухудшать естественные коллекторские свойства продуктивных пластов;
- не вызывать коррозию и износ бурильного инструмента и бурового оборудования;
- обеспечивать получение достоверной геолого-геофизической информации при бурении скважины;
- не растворять и не разупрочнять породы в стенках скважины, сохраняя её номинальный диаметр;
- обладать устойчивостью к действию электролитов, температуры и давления;
- обладать низкими пожаровзрывоопасностью и токсичностью, высокими гигиеническими свойствами;
- быть экономичной, обеспечивая низкую стоимость метра проходки.

#### ***Разделение геологического разреза на технологические интервалы по устойчивости горных пород и осложнённости разреза***

Разделение геологического разреза начинается с анализа состава пород, слагающих разрез. При этом критериями выделения пород в единый технологический интервал является однородность минералогического состава горной породы, содержание в ней близкой по составу и степени минерализации пластовых флюидов, температура пластов, их проницаемость и пористость, величины пластовых давлений и давлений гидроразрыва пород, наличие зон возможных осложнений. Нужно уделять особое внимание на достигнутый уровень технологии бурения. При выделении в разрезе технологического интервала должны учитываться возможности самопроизвольного искривления скважин или решение специальных задач при наклонно-направленном бурении.

Выделяем следующие интервалы, исходя из данных условий:

1. Интервал 0–50 м. Супеси, пески, суглинки. Возможны поглощения бурового раствора, интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Бурение под направление.
2. Интервал 50–675 м. Глины, опоки, пески. Возможны поглощения бурового раствора, интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Интервал обсаживается кондуктором.
3. Интервал 675–950 м. Глины, опоки. Возможны слабые осыпи и обвалы стенок скважины, разжижение бурового раствора.
4. Интервал 950–1700 м. Глины, песчаники, алевролиты. Возможны слабые осыпи и обвалы стенок скважины, разжижение бурового раствора. В интервале содержатся воды ГКН-ХК.
5. Интервал 1700–2700 м. Аргиллиты, песчаники, алевролиты. Возможны нефтеводопроявления, сужения ствола скважины. Содержатся воды ГКН-ХК.

При разделении геологического разреза на технологические интервалы основными ориентирами является ГТН.

#### ***Обоснование выбора типа буровых растворов по интервалам бурения***

Первый вариант буровых растворов выбирается в соответствии с опытом бурения на данном месторождении.

Второй вариант выбирается на основании литературного обзора.

Основным критерием при выборе типа бурового раствора для конкретных геологических условий является соответствие составов буровых растворов разбуриваемых пород на всём интервале бурения до спуска обсадной колонны.

Встречающиеся при бурении скважин горные породы, в зависимости от литологического строения и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами, разделяют на восемь групп с учётом пределов минерализации температуры на забое.

Первая группа – песчаники, доломиты, известняки. Эти породы характеризуются устойчивостью при разбурировании, так как не изменяют своих физико-химических свойств под воздействием фильтрата буровых растворов.

Вторая группа – песчаники, известняки, доломиты с пропластками глин, аргиллитов, мергелей, алевролитов. Эти породы неустойчивы вследствие набухания глин и осыпей аргиллитов и алевролитов, в связи, с чем их разбурирование сопровождается осыпаниями, обвалами, поглощениями буровых растворов и прихватами бурильного инструмента.

Третья группа – глины. Разбурирование глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твёрдой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбурируемых глин.

Четвёртая группа – аргиллиты, алевролиты, глинистые известняки. Эти породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпаниям и обвалам.

Пятая группа – каменная соль. Её растворение обуславливает образование каверн, что может, в свою очередь, привести к осыпаниям, обвалам вышележащих терригенных пород.

Шестая группа – каменная соль с пропластками других солей, обладающих различной растворимостью.

Седьмая группа – каменная соль с пропластками терригенных пород.

Восьмая группа – каменная соль с пропластками бишофита и терригенных пород.

Внутри каждой группы существует своя классификация пород, составляющих данную группу.

Систематизация данных об используемых при бурении скважин буровых растворах (в зависимости от типа горных пород, допустимой минерализации водной фазы, температуры на забое, ингибирующей способности, растворимости горных пород в воде) позволила разделить их на пять основных типов, которые подразделяются на виды, а виды – на рецептуры.

Результаты выбора бурового раствора показаны в таблице 1.

**Таблица 1** – Типы буровых растворов

Интервал, м		Краткое описание горных пород	Типы бурового раствора
от	до		
0	50	Супеси, пески, суглинки	1. Полимерглинистый 2. Известковый
50	675	Глины, опоки, пески	1. Полимерглинистый 2. Гипсо-известковистый
675	950	Глины, опоки	1. Естественно наработанный полимерглинистый 2. Хлоркальциевый
950	1700	Глины, песчаники, алевролиты	1. Естественно наработанный полимерглинистый 2. Хлоркалиевый
1700	2700	Нефтенасыщенные песчаники, алевролиты, аргиллиты	1. Естественно наработанный полимерглинистый 2. Полимер-недиспергирующий

### **Обоснование параметров буровых растворов**

Свойства бурового раствора в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами должны обеспечивать безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями при условии качественного вскрытия продуктивных горизонтов.

Параметры промывочной жидкости в первую очередь определяются необходимостью создания гидростатического давления в скважине, препятствующего проявлению пластового и порового давления геологических формаций. Кроме того, состав и свойства промывочной жидкости должны способствовать предупреждению обвалов и осыпей стенок скважины, обеспечивать создание малой зоны проникновения фильтрата в продуктивный пласт и своими реологическими свойствами способствовать максимальной реализации технических характеристик ЗД и наземного оборудования, качественной промывки скважины и выносу шлама.

*Плотность бурового раствора*

Допустимый диапазон изменения планируемой плотности бурового раствора из условия недопущения гидроразрыва пласта и проникновение пластовых флюидов в скважину.

$$\frac{P_{пл}}{g \cdot L_k} < \rho < \frac{P_e}{g \cdot L_k}; \quad (1)$$

где  $\rho$  – плотность промывочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup> ( $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>);  $L_k$  – текущая глубина скважины, м;  $P_{пл}$  – пластовое (поровое) давление на глубине  $L_k$ , кг/м<sup>2</sup>;  $P_e$  – горное (геостатическое) давление на глубине  $L_k$ , кг/м<sup>2</sup>.

$$\rho = \frac{K_3 \cdot P_{пл}}{g \cdot L_k}, \quad (2)$$

где  $K_3$  – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым:

$K_3 = 1,10$ – $1,15$  при  $L_k$  до 1200 м;

$K_3 = 1,05$ – $1,10$  при  $L_k$  до 2500 м;

$K_3 = 1,04$ – $1,07$  при  $L_k$  больше 2500 м.

Плотность бурового раствора при вскрытии газоводонасыщенных пластов должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий.

Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчёта создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) давление на величину:

- 10–15 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 15 кгс/см<sup>2</sup> (1,5 МПа);

- 5–10 % для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м), но не более 25 кгс/см<sup>2</sup> (2,5 МПа);

- 4–7 % для скважин глубиной более 2500 м (интервалов от 2500 и до проектной глубины), но не более 35 кгс/см<sup>2</sup> (3,5 МПа).

Нормальное пластовое давление в любых геологических условиях равно гидростатическому давлению столба воды плотностью 1 г/см<sup>3</sup> (1000 кг/м<sup>3</sup>) от кровли пласта до поверхности. Аномальное пластовое давление характеризуется любым отклонением от нормального.

Максимально допустимая репрессия (с учётом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

В интервалах, сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами, солями, склонными к потере устойчивости и текучести, плотность, фильтрация и химический состав бурового раствора устанавливается исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины. Допускается депрессия на стенки скважины в пределах 10–15 % эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением пород), если это не вызывает угрозу течения, осыпей, обвалов и не приводит к газонефтеводопроявлениям.

Таким образом, в случае репрессии на пласт при вскрытии нефтеводонасыщенных, газоносных, газоконденсатных пластов, а также пластов в неизученных интервалах разведочных скважин, необходимую плотность бурового раствора  $\rho_{бр}$  (кг/м<sup>3</sup>) определяют по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{P_{пл} + \Delta P^p}{g \cdot L_k}, \quad (3)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, Па;  $\Delta P^p$  – допустимая репрессия на пласт, Па;  $g$  – ускорение свободного падения ( $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>);  $L_k$  – глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м.

В случае бурения скважин в интервалах залегания непроницаемых горных пород с депрессией на стенки скважины необходимую плотность бурового раствора  $\rho_{бр}$  определяют по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{P_{пор} - \Delta P^{\delta}}{g \cdot L_k}, (4)$$

где  $\Delta P^{\delta}$  – допустимая депрессия на стенки скважины, Па.

$$\Delta P^{\delta} = \frac{D \cdot P_{ск}}{100}, (5)$$

где  $D$  – заданное значение депрессии в процентах от скелетного напряжения  $P_{ск}$ , %.

Скелетное напряжение горных пород определяется разницей горного  $P_{гор}$  и порового  $P_{пор}$  давления по формуле:

$$P_{ск} = P_{гор} - P_{пор} = \rho_{эл} \cdot g \cdot L_k - K_a \cdot \rho_v \cdot g \cdot L_k, (6)$$

где  $\rho_{эл}$  – средняя плотность горных пород, слагающих вскрываемый пласт, кг/м<sup>3</sup>;  $K_a$  – коэффициент аномальности порового давления;  $\rho_v$  – плотность пресной воды ( $\rho_v = 1000$  кг/м<sup>3</sup>).

Если при рассчитанных значениях плотности бурового раствора наблюдается посадка или затяжки инструмента, оптимальное значение подбирают путём её ступенчатого повышения.

#### *Реологические параметры бурового раствора*

Течение буровых растворов чаще всего удовлетворяет реологической модели Шведова-Бингама для вязкопластичной жидкости. Поэтому реологические свойства буровых растворов принято оценивать по величинам пластической (структурной) вязкости  $\eta$  и динамического напряжения сдвига  $\tau_0$ .

#### *Динамическое напряжение сдвига*

Усреднённое значение динамического напряжения сдвига глинистого раствора можно оценить по формуле:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot \rho_{бр} - 7. (7)$$

Пластическую вязкость раствора рекомендуется поддерживать минимально возможной. При использовании трёхступенчатой системы очистки бурового раствора её в первом приближении оценивают по формуле:

$$\eta = (0,004 \div 0,005) \cdot \tau_0, (8)$$

Для качественного первичного вскрытия продуктивного пласта реологические параметры бурового раствора должны выдерживаться в пределах:  $\eta = 0,004$ – $0,010$  Па·с,  $\tau_0 = 1$ – $2$  Па.

#### *Условная вязкость*

Вязкость качественно определяют величину гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе скважины, а также проникновение промывочной жидкости в поры и трещины горных пород. Оценочно определяется по формуле:

$$T \leq 21 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{бр}, \text{ с.} (9)$$

#### *Структурно-механические свойства промывочной жидкости*

Структурно-механические свойства бурового раствора характеризуют состояние коагуляционного структурообразования в дисперсных системах. Эти свойства оценивают параметрами статического напряжения сдвига через 1 и 10 минут и их отношением. Выбор этих параметров должен проектироваться с учётом бурения в данном районе.

Выбор необходимых значений показателя фильтрации и толщина образующейся при фильтрации корки на стенках скважины производится с учётом скважинных условий с целью предупреждения возможных осложнений при бурении и заканчивании скважин, сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов. Водоотдачу в первом приближении можно определить по формуле:

$$B = \left( \frac{6 \cdot 10^3}{\rho_{бр}} \right) + 3, \text{ см}^3/30 \text{ мин.} (10)$$

Рассчитаем параметры бурового раствора для каждого интервала.

I. Интервал 0–50 м:

$P_{пл} = 0,490$  МПа;  $K_3 = 1,1$ ;  $\Delta P^P = 0,15$  МПа;  $L_K = 50$  м;

$$\rho_1 = \frac{1,1 \cdot 0,490 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 50} = 1100 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_2 = \frac{(0,490 + 0,15) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 50} = 1305,8 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем плотность бурового раствора для данного интервала  $\rho = 1100$  кг/м<sup>3</sup>.

Среднее значение динамического напряжения сдвига:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot 1100 - 7 = 2,35 \text{ Па.}$$

Пластическая вязкость:

$$\eta = (0,004 \dots 0,005) \cdot 2,35 = 0,01 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

Условная вязкость:

$$T \leq 21 \cdot 10^{-3} \cdot 1100 = 23,1 \text{ с.}$$

Водоотдача:

$$B = \left( \frac{6 \cdot 10^3}{1100} \right) + 3 = 8,5 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$$

II. Интервал 50–650 м:

$P_{пл} = 6,48$  МПа;  $K_3 = 1,1$ ;  $\Delta P^P = 0,15$  МПа;  $L_K = 650$  м;

$$\rho_1 = \frac{1,1 \cdot 6,48 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 650} = 1117 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_2 = \frac{(6,48 + 0,15) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 650} = 1039 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем плотность бурового раствора для данного интервала  $\rho = 1039$  кг/м<sup>3</sup>.

Среднее значение динамического напряжения сдвига:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot 1039 - 7 = 1,84 \text{ Па.}$$

Пластическая вязкость:

$$\eta = (0,004 \dots 0,005) \cdot 1,84 = 0,0091 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

Условная вязкость:

$$T \leq 21 \cdot 10^{-3} \cdot 1039 = 22 \text{ с.}$$

Водоотдача:

$$B = \left( \frac{6 \cdot 10^3}{1039} \right) + 3 = 8,7 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$$

III. Интервал 650–950 м:

$P_{пл} = 9,32$  МПа;  $K_3 = 1,1$ ;  $\rho_{пл} = 1700$  кг/м<sup>3</sup>;  $L_K = 950$  м;

$$\rho_1 = \frac{1,1 \cdot 9,32 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 950} = 1100 \text{ кг/м}^3.$$

Скелетное напряжение горных пород:

$$P_{ск} = 1700 \cdot 9,81 \cdot 950 - 1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 950 = 6,52 \text{ МПа.}$$

$$\Delta P^P = 0,6524 \text{ МПа.}$$

$$\rho_2 = \frac{(6,62 - 0,6524) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 950} = 930 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем плотность бурового раствора для интервалов 300–675 и 675–950  $\rho = 1100$  кг/м<sup>3</sup>.

Среднее значение динамического напряжения сдвига:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot 1100 - 7 = 2,4 \text{ Па.}$$

Пластическая вязкость:

$$\eta = (0,004 \dots 0,005) \cdot 2,4 = 0,009 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

Условная вязкость:

$$T \leq 21 \cdot 10^{-3} \cdot 1100 = 23,1 \text{ с.}$$

Водоотдача:

$$B = \left( \frac{6 \cdot 10^3}{1100} \right) + 3 = 8,45 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$$

IV. Интервал 950–1700 м:

$P_{пл} = 16,677$  МПа;  $K_3 = 1,07$ ;  $\Delta P^p = 0,25$  МПа;  $L_k = 1700$  м;

$$\rho_1 = \frac{1,07 \cdot 16,677 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1700} = 1070 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_2 = \frac{(16,677 + 0,25) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1700} = 1015 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем плотность бурового раствора для данного интервала  $\rho = 1070$  кг/м<sup>3</sup>.

Среднее значение динамического напряжения сдвига:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot 1070 - 7 = 2,1 \text{ Па.}$$

Пластическая вязкость:

$$\eta = (0,004 \dots 0,005) \cdot 2,1 = 0,009 \text{ Па}\cdot\text{с.}$$

Условная вязкость:

$$T \leq 21 \cdot 10^{-3} \cdot 1070 = 22,4 \text{ с.}$$

Водоотдача:

$$B = \left( \frac{6 \cdot 10^3}{1070} \right) + 3 = 8,6 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$$

V. Интервал 1700–2700 м:

$P_{пл} = 20,14$  МПа;  $K_3 = 1,04$ ;  $\Delta P^p = 0,35$  МПа;  $L_k = 2700$  м;

$$\rho_1 = \frac{1,04 \cdot 20,14 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2700} = 798 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_2 = \frac{(20,14 + 0,35) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2700} = 773,2 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем для данного интервала буровой раствор с наиболее подходящей плотностью  $\rho = 1040$  кг/м<sup>3</sup>.

Среднее значение динамического напряжения сдвига:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot 1040 - 7 = 1,76 \text{ Па.}$$

Пластическая вязкость:

$$\eta = (0,004 \dots 0,005) \cdot 1,76 = 0,008 \text{ Па}\cdot\text{с.}$$

Условная вязкость:

$$T \leq 21 \cdot 10^{-3} \cdot 1040 = 21,6 \text{ с.}$$

Водоотдача:

$$B = \left( \frac{6 \cdot 10^3}{1040} \right) + 3 = 8,83 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$$

В таблице 2 приведены планируемые значения технологических параметров буровых растворов.

**Вариант № 1**

Для бурения под направление и кондуктор используется готовый глинистый раствор, оставшийся после бурения предыдущей скважины куста на основе КМЦ, НТФ и смазочной добавки ФК-2000 Плюс. Он обладает хорошими противоприхватными свойствами, так как содержит достаточное количество смазочной добавки. При необходимости буровой раствор при бурении под кондуктор может быть дообработан экологически малоопасной смазочной добавкой.

При бурении под эксплуатационную колонну принята рецептура на основе КМЦ, НТФ и смазочной добавки ФК-2000 Плюс.

Буровой раствор, обработанный КМЦ и НТФ, достаточно эффективен с точки зрения вскрытия продуктивного пласта. Использование в составе раствора смазки ФК-2000 Плюс, которая содержит ПАВ, также способствует снижению отрицательного воздействия раствора на продуктивный пласт (по данным разработчика смазки ФК-2000 Плюс).

**Вариант № 2**

В таблице 3 показан результат выбора типов буровых растворов.

**Обоснование рецептур бурового раствора**

После выбора типов буровых растворов устанавливают их рецептуры с целью обеспечения требуемых технологических свойств бурового раствора. Для обеспечения необходимых свойств буровые растворы обрабатывают химическими реагентами.

Различают первоначальную обработку бурового раствора, когда его готовят к началу бурения, и дополнительную обработку для поддержания или изменения свойств раствора в процессе бурения скважины.

Обработка химическими реагентами проводится для обеспечения тех или иных качественных показателей, но основное её назначение стабилизация бурового раствора как дисперсной системы либо изменение структурно-механических свойств этой системы. Эти две задачи взаимосвязаны.

Результаты выбора материалов и реагентов сводятся в таблицы 4 и 5.

### Определение потребности в материалах и химических реагентах для приготовления и обработки жидкости по интервалам бурения и в целом по скважине

Для забуривания скважины следует использовать качественный глинистый раствор из бентонитового глинопорошка с добавками химических реагентов.

Объём бурового раствора для бурения интервала под кондуктор:

$$V_{бр} = V_{пр} + V_{бур}, \quad (11)$$

где  $V_{пр}$  – объём раствора, необходимый для заполнения приёмных ёмкостей, м<sup>3</sup>;  $V_{бур}$  – объём бурового раствора, затрачиваемый непосредственно на углубление скважины, м<sup>3</sup>:

$$V_{бур} = n \cdot L, \quad (12)$$

где  $n$  – норма расхода бурового раствора на 1 м проходки, м<sup>3</sup>/м;  $L$  – длина интервала, м.

Объём бурового раствора, подлежащий химической обработке при бурении интервала ниже кондуктора, в случае смены типа раствора определяется по формуле:

$$V_{бр} = V_{бур} + V_{пр} + V_{к}, \quad (13)$$

где  $V_{к}$  – объём бурового раствора, необходимый для заполнения обсадной колонны (кондуктора), м<sup>3</sup>:

$$V_{к} = 0,785 \cdot d_{вн.к}^2 \cdot L_{к}, \quad (14)$$

где  $d_{вн.к}$  – внутренний диаметр обсадной колонны (кондуктора), м;  $L_{к}$  – глубина спуска колонны (кондуктора), м.

Норма расхода бурового раствора на метр проходки в зависимости от диаметра долота:

$$D_{д} = 0,3937 \text{ м} \quad n = 0,47 \text{ м}^3/\text{м};$$

$$D_{д} = 0,2953 \text{ м} \quad n = 0,25 \text{ м}^3/\text{м};$$

$$D_{д} = 0,2159 \text{ м} \quad n = 0,15 \text{ м}^3/\text{м}.$$

Объём необходимый для заполнения скважины:

$$V_{скв} = V_{к} + V_{с}, \quad (15)$$

где  $V_{с}$  – объём бурового раствора для заполнения открытого ствола скважины, м<sup>3</sup>:

$$V_{с} = 0,785 \cdot d_{откр.ств}^2 \cdot L_{откр.ств}, \quad (16)$$

где  $d_{откр.ств}$  – диаметр открытого ствола скважины (с учётом коэффициента каверности), м;  $L_{откр.ств}$  – длина открытого ствола скважины, м.

Также в открытом стволе  $V_{с}$  умножают на коэффициент запаса:  $a = 1,5$  при нормальных условиях,  $a = 2$  осложнённые условия и продуктивный пласт.

Потребность глинопорошка для бурения данного интервала:

$$Q_{пр} = n_{эл} \cdot V_{бр}, \quad (17)$$

где  $n_{эл}$  – норма расхода глинопорошка, кг/м<sup>3</sup>.



Таблица 2 – Планируемые значения технологических параметров буровых растворов

Интервал бурения по вертикали, м	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Условная вязкость, с	Пластическая вязкость, мПа · с	Динамическое напряжение сдвига, Па	СНС, Па через мин.		Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин.	Толщина корки, мм	Содержание песка, %	pH	Минерализация, г/л
					1	10					
0-50	1100	23,1	10	2,35	13	30	8,5	1-1,5	1,5	8	0,2
50-675	1100	23,1	9	2,4	14	30	8,45	1-1,5	1,5	8	0,2
675-950	1100	23,1	9	2,4	5	10	8,45	0,5-1	1	8	0,2
950-1700	1070	22,4	9	2,1	9	14	8,6	0,5	1	8,5-9	1-3
1700-2700	1040	22	8,3	1,84	11	15	8,8	0,5	1	8,5-9	0,5-1

Таблица 3 – Результат выбора типов буровых растворов

№	Интервал	Группа горных пород	Название раствора	Назначение
1	0-50	третья	Известковый	<ul style="list-style-type: none"> <li>• для бурения глинистых отложений;</li> <li>• для снижения пептизации выбуренной глины, набухания и вспучивания сланцев;</li> <li>• ингибирующий раствор</li> </ul>
2	50-675	четвёртая	Гипсо-известковый	<ul style="list-style-type: none"> <li>• для разбухания высококоллоидных глинистых отложений;</li> <li>• для снижения гидратации и набухания глин;</li> <li>• ингибирующий раствор</li> </ul>
3	675-950	четвёртая	Хлор-кальциевый	<ul style="list-style-type: none"> <li>• для снижения гидратации и набухания глин при разбухании глинистых отложений;</li> <li>• ингибирующий раствор</li> </ul>
4	950-1700	вторая	Хлор-калиевый	<ul style="list-style-type: none"> <li>• для повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах;</li> <li>• ингибирующий раствор</li> </ul>
5	1700-2700	вторая	Полимер-недиспергирующий, малосипкатный	<ul style="list-style-type: none"> <li>• в данном случае для повышения качества вскрытия продуктивного пласта;</li> <li>• для повышения устойчивости ствола скважины при разбухании осыпающихся пород;</li> <li>• ингибирующий раствор</li> </ul>

Таблица 4 – Результаты выбора материалов и химических реагентов для бурового раствора (вариант 1)

Интервал бурения		Название раствора	Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	Смена раствора в интервале	Название компонента	Содержание компонента в растворе, кг/м <sup>3</sup>
от	до					
0	50	полимерглинистый	1100	да	г/л ПБМА КМЦ-600 Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ФК-2000 НТФ	60,9 0,8 0,35 0,64 0,18
50	675	полимерглинистый	1100	да	г/л ПБМА КМЦ-600 Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ФК-2000+ НТФ	114,4 1,5 0,7 1,2 0,18
675	950	естественный полимерглинистый	1100	нет	КМЦ-600 Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ФК-2000+ НТФ NaHCO <sub>3</sub> Стеарат Al	6 1,27 3,3 0,2 1,2 0,47
950	1200	естественный полимерглинистый	1100	нет	КМЦ-600 Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ФК-2000+ НТФ NaHCO <sub>3</sub> Стеарат Al	6 1,27 3,3 0,2 1,2 0,47
950	1700	естественный полимерглинистый	1070	нет	КМЦ-600 Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ФК-2000+ НТФ NaHCO <sub>3</sub> Стеарат Al	6 1,27 3,3 0,2 1,2 0,47
1700	2700	естественный полимерглинистый	1040	нет	КМЦ-600 Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ФК-2000+ НТФ NaHCO <sub>3</sub> Стеарат Al	6 1,27 3,3 0,2 1,2 0,47

Таблица 5 – Результаты выбора материалов и химических реагентов для бурового раствора (вариант 2)

Интервал бурения		Название раствора	Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	Смена раствора в интервале	Название компонента	Содержание компонента в растворе, кг/м <sup>3</sup>
от	до					
0	50	известковый	1100	да	бентонит КССБ NaOH Ca(OH) <sub>2</sub> вода	85 40 3 4 920
50	675	гипсоизвестковый	1100	да	бентонит CaSO <sub>4</sub> · 2H <sub>2</sub> O КМЦ-600 NaOH Ca(OH) <sub>2</sub> вода	90 25 18 4 4 957
675	950	хлоркальциевый	1100	да	бентонит КССБ КМЦ-600 Ca(OH) <sub>2</sub> CaCl <sub>2</sub> вода	120 30 20 5 6 919
950	1700	хлоркалийевый	1070	да	бентонит крахмальный реагент (МК, ЭКР) KOH KCl вода	70 12 3 40 935
1700	2700	полимер-недиспергирующий	1040	да	бентонит КМЦ-600 ПАА нефть вода	45 5 50 80 850

Расход химического реагента:

$$Q_{xp} = n_{xp} \cdot V_{бр}, \quad (18)$$

где  $n_{xp}$  – норма химического реагента, кг/м<sup>3</sup>.

Объём глинистого раствора полученного самозамесом:

$$V_{зр} = \frac{M_{гг} \cdot (\rho_{гг} - \rho_{в})}{\rho_{гг} \cdot (\rho_{бр} - \rho_{в})}, \quad (19)$$

где  $\rho_{гг}$  – плотность глины, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{в}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{бр}$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $M_{гг}$  – масса чистой глины, кг:

$$M_{гг} = \left(1 - \frac{\Pi}{100}\right) \cdot \rho_{гг} \cdot V_{зр}, \quad (20)$$

где  $\Pi$  – содержание песка, %;  $V_{зр}$  – объём глины переходящей в буровой раствор, м<sup>3</sup>:

$$V_{зр} = 0,785 \cdot d_{скв}^2 \cdot L_{гг}, \quad (21)$$

где  $L_{гг}$  – мощность глинистой пачки, м.

Количество глины для 1 м<sup>3</sup> бурового раствора:

$$q_{гг} = \frac{\rho_{гг} \cdot (\rho_{бр} - \rho_{в})}{\rho_{гг} - \rho_{в} \cdot \left(1 - \frac{m_{гг}}{100} + \frac{m_{гг} \cdot \rho_{гг}}{100 \cdot \rho_{в}}\right)}, \quad (22)$$

где  $m_{гг}$  – влажность глины 2–5 %.

Количество утяжелителя:

$$Q_{ум} = q_{ум} \cdot V_{бр}, \quad (23)$$

где  $q_{ум}$  – количество утяжелителя для 1 м<sup>3</sup> бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>:

$$q_{ум} = \frac{\rho_{ум} \cdot (\rho_{убр} - \rho_{в})}{\rho_{ум} - \rho_{убр} \cdot \left(1 - \frac{m_{ум}}{100} + \frac{m_{ум} \cdot \rho_{ум}}{100 \cdot \rho_{в}}\right)}, \quad (24)$$

где  $\rho_{ум}$  – плотность утяжелителя, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{убр}$  – плотность утяжелённого бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $m_{ум}$  – влажность утяжелителя (0,02–0,05).

Рассчитаем объём бурового раствора:

Вариант № 1

I. Интервал 0–50 м  $D_{\delta} = 393,7$  мм:

$$V_{бр} = 0,47 \cdot (50 - 0) + 50 = 73,5 \text{ м}^3.$$

II. Интервал 50–675 м  $D_{\delta} = 295,3$  мм:

$$V_{бр} = 0,25 \cdot (675 - 50) + 50 + 0,785 \cdot (0,3069)^2 \cdot 50 + 0,785 \cdot (0,2953 \cdot 1,3)^2 \cdot (50 - 0) \cdot 2 = 215,7 \text{ м}^3.$$

III. Интервал 675–950 м  $D_{\delta} = 215,9$  мм:

$$V_{к} = 0,785 \cdot 0,2267^2 \cdot 675 = 27,2 \text{ м}^3;$$

$$V_{бр} = 0,15 \cdot (950 - 675) + 50 + 27,2 = 118,5 \text{ м}^3.$$

IV. Интервал 950–1700 м  $D_{\delta} = 215,9$  мм:

$$V_{бр} = 0,15 \cdot (1700 - 950) + 50 + 27,2 + 0,785 \cdot (0,2159 \cdot 1,1)^2 \cdot (950 - 675)^2 = 214,13 \text{ м}^3.$$

V. Интервал 1700–2700 м  $D_{\delta} = 215,9$  мм:

$$V_{бр} = 0,15 \cdot (2700 - 1700) + 50 + 27,2 + 0,785 \cdot (0,2159 \cdot 1,1)^2 \cdot (1700 - 675)^2 = 318 \text{ м}^3.$$

Потребность бурового раствора приведена в таблице 6.

**Таблица 6 – Потребность бурового раствора**

Интервал	Объем приёмных ёмкостей $V_{пр}$ , м <sup>3</sup>	Объем раствора, затрачиваемый на данный интервал $V_{бур}$ , м <sup>3</sup>	Объем раствора с учётом пробуренного интервала $V_{бр}$ , м <sup>3</sup>
0–50	50	23,5	73,5
50–675	50	93,75	215,7
675–950	50	41,25	118,5
950–1700	50	75	214,1
1700–2700	50	15	318

Определим необходимое количество материалов и химических реагентов бурового раствора для каждого интервала для двух вариантов:

**Вариант № 1**

<p>I. Интервал 0–50 м:</p> <p><math>V_{бур} = 23,5 \text{ м}^3</math>  <math>Q_{эл} = 23,5 \cdot 60,9 = 1431,15 \text{ кг}</math>  <math>Q_{КМЦ} = 23,5 \cdot 0,8 = 18,8 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 23,5 \cdot 0,35 = 8,2 \text{ кг}</math>  <math>Q_{ФК} = 23,5 \cdot 0,64 = 15 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{НТФ}} = 23,5 \cdot 0,18 = 4,2 \text{ кг}</math></p>	<p>II. Интервал 50–675 м:</p> <p><math>V_{бур} = 93,75 \text{ м}^3</math>  <math>Q_{эл} = 93,75 \cdot 114,4 = 10725 \text{ кг}</math>  <math>Q_{КМЦ} = 93,75 \cdot 1,5 = 140,6 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 93,75 \cdot 0,7 = 65,6 \text{ кг}</math>  <math>Q_{ФК} = 93,75 \cdot 1,2 = 112,5 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{НТФ}} = 0,18 \cdot 93,75 = 16,9 \text{ кг}</math></p>	<p>III. Интервал 675–950 м:</p> <p><math>V_{бур} = 41,25 \text{ м}^3</math>  <math>Q_{КМЦ} = 41,25 \cdot 6 = 247,5 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 41,25 \cdot 1,27 = 52,4 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{NaHCO}_3} = 41,25 \cdot 1,2 = 49,5 \text{ кг}</math>  <math>Q_{ФК} = 41,25 \cdot 3,3 = 136 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{НТФ}} = 41,25 \cdot 0,2 = 8,25 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{ст.Ал}} = 41,25 \cdot 0,47 = 19,4 \text{ кг}</math>  <math>V_{эл} = 0,785 (0,2159 \cdot 1,1)2 \cdot 175 = 7,7 \text{ м}^3</math>  <math>M_{эл} = (1-10/100) \cdot 1900 \cdot 7,7 = 13167 \text{ кг}</math></p>
<p>IV. Интервал 950–1700 м:</p> <p><math>V_{бур} = 75 \text{ м}^3</math>  <math>Q_{КМЦ} = 75 \cdot 6 = 450 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 75 \cdot 1,27 = 95,3 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{NaHCO}_3} = 75 \cdot 1,2 = 90 \text{ кг}</math>  <math>Q_{ФК} = 75 \cdot 3,3 = 247,5 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{НТФ}} = 75 \cdot 0,2 = 15 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{ст.Ал}} = 75 \cdot 0,47 = 32 \text{ кг}</math>  <math>V_{эл} = 0,785 (0,2159 \cdot 1,1)2 \cdot 225 = 10 \text{ м}^3</math>  <math>M_{эл} = (1-10/100) \cdot 1900 \cdot 10 = 17100 \text{ кг}</math></p>	<p>V. Интервал 1700–2700 м:</p> <p><math>V_{бур} = 15 \text{ м}^3</math>  <math>Q_{КМЦ} = 15 \cdot 6 = 90 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 15 \cdot 1,27 = 19,1 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{NaHCO}_3} = 15 \cdot 1,2 = 18 \text{ кг}</math>  <math>Q_{ФК} = 15 \cdot 3,3 = 40,5 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{НТФ}} = 15 \cdot 0,2 = 3 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{ст.Ал}} = 15 \cdot 0,47 = 7,1 \text{ кг}</math></p>	

Глинистые пачки в интервале отсутствуют.

**Вариант № 2**

<p>I. Интервал 0–50 м:</p> <p><math>V_{бр} = 73,5 \text{ м}^3</math>  <math>Q_{эл} = 73,5 \cdot 85 = 6247,5 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{КССБ}} = 73,5 \cdot 40 = 2940 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{Ca(OH)}_2} = 73,5 \cdot 4 = 294 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{NaOH}} = 73,5 \cdot 3 = 220,5 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{вода}} = 920 \cdot 73,5 = 67620 \text{ л}</math></p>	<p>II. Интервал 50–675 м:</p> <p><math>V_{бр} = 221,1 \text{ м}^3</math>  <math>Q_{эл} = 221,1 \cdot 90 = 19899 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{окзшл}} = 221,1 \cdot 25 = 5527,5 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{NaOH}} = 221,1 \cdot 4 = 884,4 \text{ кг}</math>  <math>Q_{КМЦ} = 221,1 \cdot 4 = 884,4 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{Ca(OH)}_2} = 221,1 \cdot 2 = 442,2 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{CaSO}_4(2\text{H}_2\text{O})} = 221,1 \cdot 18 = 3979,8 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{вода}} = 221,1 \cdot 957 = 211592,7 \text{ л}</math></p>	<p>III. Интервал 675–950 м:</p> <p><math>V_{бр} = 118,5 \text{ м}^3</math>  <math>Q_{эл} = 118,5 \cdot 120 = 14220 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{КССБ}} = 118,5 \cdot 30 = 3555 \text{ кг}</math>  <math>Q_{КМЦ} = 118,5 \cdot 20 = 2370 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{Ca(OH)}_2} = 118,5 \cdot 5 = 592,5 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{CaCl}_2} = 118,5 \cdot 6 = 711 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{вода}} = 118,5 \cdot 919 = 108901,5 \text{ л}</math></p>
<p>IV. Интервал 950–1700 м:</p> <p><math>V_{бр} = 198,7 \text{ м}</math>  <math>Q_{эл} = 198,7 \cdot 70 = 13909 \text{ кг}</math>  <math>Q_{МК} = 198,7 \cdot 12 = 2384,4 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{КОН}} = 198,7 \cdot 3 = 596,1 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{КСл}} = 198,7 \cdot 40 = 7948 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{вода}} = 198,7 \cdot 935 = 185784,5 \text{ л}</math></p>	<p>V. Интервал 1700–2700 м:</p> <p><math>V_{бур} = 262 \text{ м}^3</math>  <math>Q_{эл} = 262 \cdot 45 = 11790 \text{ кг}</math>  <math>Q_{КМЦ-600} = 262 \cdot 5 = 1310 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{ПАА}} = 262 \cdot 50 = 13100 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{нефть}} = 262 \cdot 80 = 20960 \text{ кг}</math>  <math>Q_{\text{вода}} = 262 \cdot 850 = 222700 \text{ л}</math></p>	

Определим количество утяжелителя необходимого для утяжеления бурового раствора. В качестве утяжелителя применяем гематит  $\rho_{ym} = 5600 \text{ кг/м}^3$ ,  $m_{ym} = 0,05$ .

Интервал 300–675 м:

Количество утяжелителя:

$$q_{ym} = \frac{4600 \cdot (1100 - 1051)}{4600 - 1100 \cdot \left(1 - \frac{0,05}{100} + \frac{0,05 \cdot 4600}{100 \cdot 1000}\right)} = 64,4 \text{ кг/м}^3;$$

$$Q_{ym} = 64,4 \cdot 221,1 = 14238,8 \text{ кг.}$$

Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления показана в таблице 7, суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину приведена в таблице 8.

## Приготовление буровых растворов

### Технология приготовления бурового раствора

При проходке интервала под направление и кондуктор разбуриваются неустойчивые глинистые отложения и рыхлые песчаники, поэтому буровой раствор должен обладать высокой выносящей способностью, обеспечивать сохранение устойчивости стенок скважины и обладать хорошей смазочной способностью для предотвращения прихватов бурового инструмента. Для решения этих задач используется буровой раствор с повышенной плотностью и структурно-реологическими характеристиками и невысоким значением показателя фильтрации (8–6 см<sup>3</sup> за 30 минут).

Указанные требования к технологическим показателям бурового раствора, при бурении скважин с кустовых площадок обуславливают использование при бурении под направление и кондуктор готового глинистого раствора, оставшегося после окончания бурения предыдущих скважин куста, либо завезенного с соседних буровых (вариант 1). Применение такого раствора целесообразно также с экономической точки зрения. Буровой раствор закачивается в приёмные ёмкости, где перемешивается буровыми насосами. Для достижения требуемых технологических показателей он дополнительно обрабатывается химическими реагентами.

При бурении первой скважины куста (при отсутствии возможности завоза раствора с соседних буровых) раствор готовится из глинопорошка с помощью агрегата ЦА-320М и смесителя СМН-20. Для достижения требуемых параметров раствор обрабатывается химическими реагентами.

Для повышения вязкости и структурных характеристик раствора, снижения показателя фильтрации используются полимерные реагенты акрилового ряда (гипан и др.) или на основе эфиров целлюлозы (КМЦ, КМОЭЦ и др.). Акриловые полимеры несколько превосходят КМЦ по крепящему воздействию на стенки скважины, но с экологической точки зрения предпочтительнее использование КМЦ.

Если используется готовый глинистый раствор, оставшийся после бурения предыдущей скважины куста, то он обладает хорошими противоприхватными свойствами, так как содержит достаточное количество смазочной добавки. При необходимости буровой раствор при бурении под кондуктор может быть дообработан экологически малоопасной смазочной добавкой.

Если раствор готовится из глинопорошка, то обрабатывается смазочной добавкой для обеспечения хорошей смазочной способности.

Ввод водного раствора КМЦ, приготовленного в гидромешалке или дополнительной ёмкости, осуществляется во время циркуляции бурового раствора через приёмную ёмкость буровых насосов в течение двух циклов циркуляции, аналогично вводятся водные растворы щелочных агентов (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>).

Для равномерной обработки раствора смазкой ФК-2000 Плюс она используется в виде 10–20 %-ного водного раствора, который вводится в течение одного цикла циркуляции. При необходимости снижения структурно-реологических характеристик раствора применяется НТФ, водный раствор которой вводится в буровой раствор в течение 2–3 циклов циркуляции.

Буровой раствор, используемый для бурения под эксплуатационную колонну, должен обладать свойствами, позволяющими обеспечить безаварийную проводку скважины, высокие технико-экономические показатели бурения обеспечивать качественное вскрытие продуктивного пласта.

Таблица 7 – Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал, м	Коэффициент запаса раствора и его компонентов		Тип бурового раствора и его компонентов	Норма расхода на долото бурового раствора м <sup>3</sup> /1 м проходки и его компонентов, кг/м <sup>3</sup> в интервале		Потребность бурового раствора, м <sup>3</sup> и его компонентов, кг				
	от	до		величина	источник	на запас на поверхность	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0	50	2	<b>Полимерглинистый</b>	0,47	11	50	0	23,5	73,5	
			Бентонит	60,9					1431,15	
			КМЦ-600	0,8					18,8	
			Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,35					8,2	
			ФК	0,64					15,0	
			НТФ	0,18					4,23	
			<b>Известковистый</b>	0,47	5	50	0	23,5	73,5	
		2	Бентонит	85					6247,5	
			КССБ	40					2940	
			NaOH	3					220,5	
			Ca(OH) <sub>2</sub>	4					294,0	
			<b>Полимерглинистый</b>	0,47	12	50	0	23,5	73,5	
			Бентонит	8,8					646,8	
			PoliPAC R	1,1					80,52	
			PoliPlus	5,5					402,6	
			<b>Полимерглинистый</b>	0,25	11	50	77,35	93,75	221,1	
			Бентонит	114,4					10725	
50	675	2	КМЦ-600	1,5					140,6	
			Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,7					65,6	
			ФК	1,2					112,5	
			НТФ	0,18					16,9	

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			<b>Гипсоизвестковый</b>	0,25	5	50	77,35	93,75	221,1
			Бентонит	90					19899
			Ожип	25					5527,5
			CaSO <sub>4</sub> · 2H <sub>2</sub> O	18					3979,8
50	657	2	КМЦ-600	4					884,4
			NaOH	4					884,4
			Ca(OH) <sub>2</sub>	2					442,2
			<b>Естественнорабочанная глинистая суспензия</b>	0,25	12	50	77,35	93,75	221,1
			Serakoll CE 5158	2,86					726,63
			<b>Естественный полимерглинистый</b>	0,15	11	50	27,3	41,3	118,5
			КМЦ-600	6					247,5
			НТФ	0,2					8,25
			ФК-2000 Плюс	3,3					136,0
			Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	1,27					52,4
			NaHCO <sub>3</sub>	1,2					49,5
			Стеарат алюминия	0,47					19,4
675	950	2	<b>Хлоркальциевый</b>	0,15	5	50	27,3	41,3	118,5
			Бентонит	120					14220,0
			КСББ	50					3555,0
			КМЦ-600	20					2370,0
			Ca(OH) <sub>2</sub>	5					592,5
			CaCl <sub>2</sub>	6					711,0
			<b>Естественнорабочанная глинистая суспензия</b>	0,15	12	50	27,3	41,3	118,5
			BWREO POL SL	4,8					5735,4
			Унифлок	2,4					2867,7



Окончание таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
950	1700	2	Естественный полимерглинистый	0,15	11	50	73,7	75	198,7				
				6					450,0				
				1,27					95,3				
				1,2					90,0				
				3,3					247,3				
				0,2					15,0				
				0,47					35,3				
				0,15	5	50	73,7	75	198,7				
				70					13909				
				12					2384,4				
				3					596,1				
				40					7948				
				0,15	12	50	73,7	75	198,7				
				64,2					12756,54				
				4,3					850,4				
				1700	2700	2	Естественный полимерглинистый	0,15	11	50	197	15	262
								6					90
1,27									19,1				
1,2									18,0				
3,3									40,5				
0,2									3,0				
0,47									7,1				
0,15	5	50	197					15	262,0				
45									11790,0				
5									1310,0				
50									13100,0				
80									20960,0				
0,15	12	50	197					15	262,0				
62,4									16348,8				
15,6									4087,2				
31,2									8174,4				

Таблица 8 – Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора по вариантам	ГОСТ, ТУ, ОСТ, МРТУ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, тонн										Суммарная на скважину		
		для бурения технологического интервала (номер)					номера колонн							
		1	2	3	4	5	1	2	3					
Бентонит	ОСТ 39-202-86	1,4	23,81								1,4	23,8		25,2
КМЦ-600	ТУ 6-55-221-1453-96	0,019	0,233	0,069	0,675	0,9					0,019	0,302	1,575	1,896
ФК-2000 Плюс	ТУ 2458-001-49472578098	0,015	0,187	0,226	0,372	0,723					0,015	0,413	1,095	1,523
НТФ	ТУ 2499-347-05763441-2000	0,004	0,027	0,013	0,023	0,029					0,004	0,040	0,052	0,096
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	ГОСТ 5100-85Е	0,008	0,109	0,087	0,143	0,189					0,008	0,196	0,332	0,536
NaHCO <sub>3</sub>	ТУ 2156-76Е				0,135	0,224							0,359	0,359
Стеарат Al	Импорт				0,052	0,07							0,122	0,122
Варинт 2														
Бентонит (пальгорскит)	ОСТ 39-202-86	6,2	6,6	14,2	25	95,3					6,2	20,8	120,3	147,3
КССБ	ТУ 39-094-75	2,9	2,67	3,56	6,9	7,8					2,9	6,23	14,7	23,83
NaCl						21,8							21,8	21,8
NaOH	ГОСТ 2263-79	0,2	1,48			0,83					0,2	1,48	0,83	2,51
CaSO <sub>4</sub> · 2H <sub>2</sub> O (гипс)			3,9									3,9		3,9
КМЦ-600	ТУ 6-55-221-1453-96	0,58	2,58	2,3	0,56	8,78					0,58	4,88	9,34	14,46
Ca(OH) <sub>2</sub>	ГОСТ 9179-77	0,29	0,44	0,6							0,29	0,104		1,33
Полиакрилат						27							27	27
Окзил			5,51									5,51		5,51
КОН	ГОСТ 9285-78				1,16								1,16	1,16
KCl	ГОСТ 4568-95				13,4								13,4	13,4
УЦР						7,65							7,65	7,65
Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub>						17,4							17,4	17,4
CaCl <sub>2</sub>			0,93	0,71								1,64		1,64
МК					2,4								2,4	2,4
нефть						38,4							38,4	38,4

Одним из основных показателей бурового раствора является плотность, которая выбирается исходя из требований правил безопасности, особенностей геологического строения разреза и опыта бурения скважин в аналогичных условиях.

Выбор рецептур бурового раствора определяется указанными выше требованиями к раствору.

В качестве рецептуры варианта № 1 бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну принята рецептура на основе КМЦ, НТФ и смазочной добавки ФК-2000 Плюс.

Буровой раствор, обработанный КМЦ и НТФ, достаточно эффективен с точки зрения вскрытия продуктивного пласта. Использование в составе раствора смазки ФК-2000 Плюс, которая содержит ПАВ, также способствует снижению отрицательного воздействия раствора на продуктивный пласт (по данным разработчика смазки ФК-2000 Плюс).

КМЦ (со степенью полимеризации 600, 700) эффективно снижает показатель фильтрации, способствует формированию прочной фильтрационной корки и снижению набухания глинистой породы. Небольшие значения показателей вязкости раствора (для снижения потерь давления) обеспечиваются применением эффективного разжижителя НТФ. Применение смазочных добавок на основе растительных жиров придает раствору необходимые смазочные, противоприхватные свойства при сохранении малой экологической опасности.

Реагент НТФ применяются для регулирования структурно-реологических свойств раствора. Щелочные агенты ( $\text{NaOH}$ ,  $\text{NaHCO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) используются для создания pH раствора 8–9 и для удаления ионов кальция и магния из раствора. Большое содержание в растворе щелочных агентов (прежде всего  $\text{NaOH}$ ) может способствовать снижению устойчивости стенок скважины и росту коагуляционных процессов в растворе, поэтому следует внимательно контролировать показатель pH раствора и при необходимости уменьшить или прекратить обработку раствора щелочными агентами.

Водные растворы щелочных агентов ( $\text{NaOH}$ ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{NaHCO}_3$ ) вводят в раствор аналогично КМЦ при постоянной циркуляции.  $\text{NaOH}$  может затворяться в воде в дополнительной ёмкости.

Возможно применение смазки ФК-2000 Плюс совместно с графитом. Так как применение ФК-2000 Плюс может вызывать пенообразование в буровом растворе он дополнительно обрабатывается пеногасителем (стеарат алюминия), который вводится в буровой раствор одновременно со смазочной добавкой.

Реагенты, применяемые для обработки буровых растворов, показаны в таблице 9.

### **Оборудование для приготовления бурового раствора**

Традиционная схема очистки неутяжелённого бурового раствора (при использовании амбара для сбора отходов бурения) основана на применении отечественного оборудования и включает три ступени очистки – вибросито, пескоотделитель и илоотделитель.

Перечень применяемого оборудования приведён в таблице 10.

Очистка бурового раствора осуществляется по схеме (рис. 1).

Буровой раствор после выхода из скважины 1 по линии  $R_1$  поступает на вибросита 2. Для ВС-1 при бурении интервала под кондуктор рекомендуется устанавливать сетку с размером ячеек 0,9×0,9 мм, в интервале из-под кондуктора до 1700 м – с размером ячеек 0,4×0,4 мм, интервалов ниже 1700 м – 0,4×0,4 мм или 0,25×0,25 мм, что уточняется в процессе эксплуатации вибросита. Очищенный на виброситах раствор попадает в ёмкость 3, откуда насосом 4 по линии  $R_2$  подаётся для очистки на пескоотделитель 5. После очистки на пескоотделителе раствор по линии  $R_3$  попадает в ёмкость 6, из которой раствор насосом 7 по линии  $R_4$  подаётся для очистки на илоотделитель 8, после чего раствор по линии  $R_5$  возвращается в ёмкость 6. Очищенный буровой раствор из ёмкости 6 насосом 9 подаётся в скважину 1 по линии  $R_6$ . Шлам с вибросита, пульпа с песко- и илоотделителя по линиям  $R_7$ – $R_{11}$  поступает в амбар.

Таблица 9 – Реагенты, применяемые для обработки буровых растворов

№№ п/п	Реагент	Основное назначение	Внешний вид	Вид тары
1	2	3	4	5
1	Кальцинированная сода Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	регулирование pH	белый мелкокристаллический порошок	бумажные многослойные мешки
2	Каустическая сода NaOH	регулирование pH	густая синеватая жидкость	железные барабаны 100–200 кг
3	Силикат натрия Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub>	борьба с поглощениями	серая вязкая жидкость	закрытые ёмкости
4	Поваренная соль NaCl	повышение структурно-механических свойств	полупрозрачный порошок	
5	Известь Ca(OH) <sub>2</sub>	реагент-структурообразователь	белый порошок	бумажные многослойные мешки
6	Углекислотный реагент УЦР	снижение водоотдачи, улучшение структурно механических свойств; пептизатор	серый порошок	бумажные мешки
7	Конденсированная сульфит-пиртовая барда КССБ	снижение водоотдачи	порошок или жидкость	
8	Окзил	понижитель вязкости и СНС, понизитель водоотдачи	тёмно-коричневая жидкость или сыпучий порошок зеленовато-коричневого цвета	
9	Карбоксиметилцеллюлоза КМЦ	понижение водоотдачи, иногда СНС	волокнистое вещество жёлтого цвета	бумажные или полиэтиленовые мешки 10–25 кг
10	Питьевая сода NaHCO <sub>3</sub>	связывает ионы кальция, магния, регулирование pH	порошок белого цвета	многослойные бумажные мешки 50 кг
11	Нитрилтриметилфосфоновая кислота НТФ	регулирование структурных свойств пресных глинистых растворов	порошок белый, бесцветный или зеленоватый	фанерные барабаны с полиэтиленовым мешком
12	Смазывающая добавка ФК 2000 Плюс	уменьшение сил трения между колонной и стенками скважины	жидкость от светло-жёлтого до тёмно-коричневого цвета с запахом растительного масла	металлические бочки 200 л
13	Пеногаситель стеарат алюминия	пеногашение	порошок белого цвета	многослойные бумажные мешки
14	Хлористый калий KCl	источник ионов калия	серовато белый зернистый порошок	полиэтиленовые мешки 50 кг
15	Tulose CHR1M	регулирование фильтрации бурового раствора на водной основе	гранулярный порошок	полиэтиленовые мешки по 25 кг
16	BW LO CELL	понижитель вязкости, водоотдачи для растворов на водной основе	порошок кремового цвета	мешки по 25 кг
17	BW RHEORAC	запушение и регулирование фильтрации всех водных систем	белый порошок	мешки по 25 кг

Окончание таблицы 9

1	2	3	4	5
18	BW RHEOPOL SL	регулирование фильтрации в водных системах с содержанием любой соли	порошок белого цвета без запаха	мешки по 25 кг
19	Poli-rac R	регулятор вязкости и фильтрации пресных и солёных буровых растворов, ингибитор набухания чувствительных к воде глин	белый сыпучий порошок	многослойные мешки по 22,7 кг
20	КЕМ-ПАС	регулирует фильтрацию	светло-желтое вещество	бумажные мешки с внутренней многослойной прокладкой по 25 кг
21	SeraKoll CE 5158	защитный коллоид	слабо-желтоватые гранулы	пластмассовые мешки по 20 кг
22	ДК Дрилл А-1	понижение фильтрации, регулирование вязкости, ингибитор сланцев	белые гранулы	4-х слойные крафтмешки с полиэтиленовым вкладышем массой 20 или 20,7 кг
23	Poli Plus	создание вязкости в растворах без твёрдой фазы	мелкодисперсный порошок белого цвета или жидкость	пластиковые баки ёмкостью 18,9 л
24	BW RHEOCAPS	ингибирование выбуренной породы, повышение стабильности обваливающихся сланцев	белые мелкие гранулы	мешки по 25 кг
25	Hostadrill 3118	регулирование фильтрации и реологических свойств буровых растворов на водной основе	бело-жёлтый сыпучий порошок	бумажные мешки с внутренней полиэтиленовой крышкой

Таблица 10 – Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, МУ и т.п. на изготовление	Кол-во, шт.	Применяется при бурении в интервале (по стволу), м	
				от (верх)	до (низ)
Циркуляционная система	ЦС 3200ЭУК-2М	ТУ 26-02-914-81	1	0	3122
Гидромешалка (или глиномешалка)	ГДМ-1 (МГ 2-4)	ТУ 39-01-398-781 (ТУ 39-01-326-78)	1	0	3122
Сито вибрационное (входит в комплект ЦС)	ВС-1	ТУ 39-01-08-416-782	2	0	3122
Пескоотделитель (входит в комплект ЦС)	ГЦК-360М	ТУ 3661-003-48136594-01	2	0	3122
Илоотделитель (входит в комплект ЦС)	ИГ-45М	ТУ 3661-001-36627-00	1	780	3122

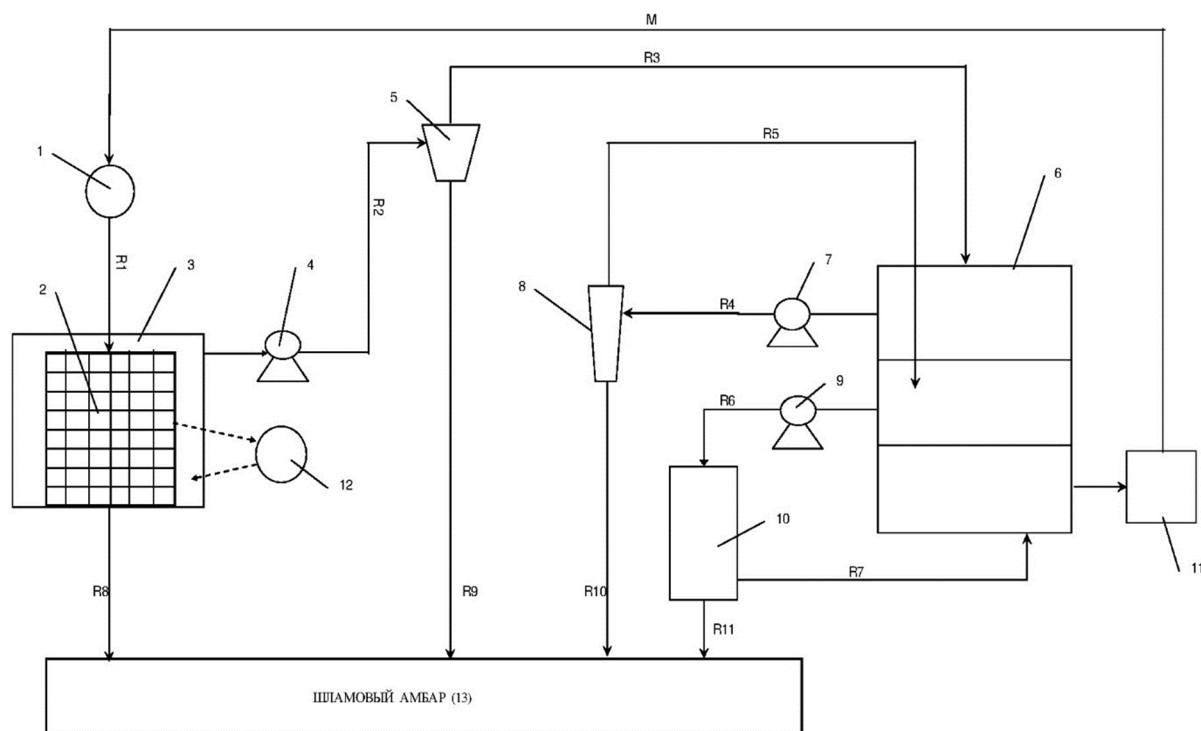


Рисунок 1 – Принципиальная схема очистки буровых растворов

Эффективность работы пескоотделителя и илоотделителя в большей степени зависит и от давления жидкости перед входом в гидроциклон. Снижение давления ниже 0,2 МПа (2,0 кгс/см<sup>2</sup>) не допустимо из-за значительного ухудшения работы гидроциклона.

Давление выше рекомендуемого 0,4 МПа (4,0 кгс/см<sup>2</sup>) приводит к быстрому износу гидроциклонов и некоторому ухудшению эффективности очистки за счёт явления турбулизации потока жидкости в гидроциклоне. Причиной высокого давления жидкости на входе гидроциклонной установки может явиться закупорка породой и другими предметами тангенциальных (входных) насадок отдельных гидроциклонов или несоответствие подачи центробежного насоса и пропускной способности аппарата. Контроль за давлением осуществляется по манометрам.

Для приготовления промывочной жидкости из порошкообразных материалов используют специальный блок оборудования. Такой блок включает два бункера объёмом 50 м<sup>3</sup> каждый. Бункеры служат для хранения и подачи в камеру смесителя порошкообразных материалов. Для приготовления промывочной жидкости насосом подают дисперсионную среду (воду) в эжекторный смеситель через штуцер. Так как жидкая среда стекает из штуцера с большой скоростью, в камере смесителя возникает вакуум. Под воздействием вакуума порошкообразный материал из бункера по поступает в камеру смесителя, где смешивается с жидкостью и по сливной трубе направляется в ёмкость.

Для равномерного распределения компонентов промывочной жидкости по всему объёму в ёмкости установлен механический лопастной перемешиватель, приводимый в действие электродвигателями.

Приготовленная смесь нестабильна и содержит значительное количество нерастворившихся комочков твёрдой фазы. Поэтому её в течение нескольких циклов перекачивают по замкнутой системе: ёмкость → буровой насос → диспергатор → ёмкость. Для снижения вязкости в жидкость добавляют дисперсную фазу.

Когда требуется приготовить утяжелённую промывочную жидкость, используют тот же блок оборудования, но в бункер загружают порошкообразный утяжелитель.

Если промывочную жидкость при приготовлении требуется обработать химическими реагентами, то сначала реагент растворяют в воде.

## Управление свойствами растворов в процессе бурения скважин

### Контроль параметров буровых растворов

Контроль параметров бурового раствора осуществляется в соответствии с РД с использованием серийно выпускаемых приборов, входящих в комплект лаборанта буровых растворов КЛР-1. Комплект включает рычажные весы ВРП-1, вискозиметр ВБР-1, фильтр-пресс ФЛР-1, прибор для определения водоотдачи раствора ВМ-6, термометр ТБР-1, прибор для определения газосодержания ПГР-1, секундомер, набор индикаторной бумаги, отстойник ОМ-2, ротационный вискозиметр ВСН-3, набор реагентов и посуды для химических анализов.

Для измерения плотности раствора кроме ВРП-1 может быть использован ареометр АГ-ЗПП, статического напряжения сдвига СНС-2 (кроме ВСН-3). Для контроля смазочной способности раствора – приборы ФСК-2 или КТК-2, а в лабораторных условиях – СР-1 или НК-1. Для замера рН раствора – индикаторная бумага или рН-метр.

Параметры бурового раствора должны соответствовать указанным в регламенте.

Особое внимание контролю показателей бурового раствора должно уделяться при бурении под эксплуатационную колонну, особенно интервалов с большими зенитными углами.

Для контроля параметров бурового раствора используются также импортные приборы при условии корреляции их показаний с показаниями соответствующих отечественных приборов. Так, для замера условной вязкости может использоваться воронка Марша, пластической или динамической вязкости, СНС – различные марки ротационных вискозиметров; показателя фильтрации в стандартных условиях и при повышенных температурах и давлении – различные марки фильтр-прессов, с соблюдением методик замера, прилагаемых к каждому прибору.

Технологические свойства раствора должны контролироваться непосредственно на буровой в процессе бурения: плотность и условная вязкость раствора замеряется каждый час, остальные показатели – через 4 часа; в случае осложнений плотность и вязкость раствора замеряются каждые 15 минут, остальные показатели – каждый час.

Вся информация должна отражаться в ежедневной сводке по буровым растворам (табл. 11).

Таблица 11 – Данные для подготовки контрольных карт

Интервал бурения	Контролируемые параметры и их размерность	Проектные значения параметров	Значения внешних границ		Периодичность контроля в нормальном режиме, часы
			нижняя	верхняя	
1	2	3	4	5	6
0–50	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	1100	1100	1170	1
	$T$ , с	23	22	30	1
	СНС <sub>1</sub> , дПа	13	13	15	4
	СНС <sub>10</sub> , дПа	30	30	35	4
	ДНС, Па	2,35	2	3	4
	$\Gamma$ , %	1,5	1	1,5	4
	$V$ , см <sup>3</sup> /30 мин.	8,5	7,5	8,5	4

Окончание таблицы 11

50–675	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	1100	1100	1130	1
	$T$ , с	23	23	26	1
	СНС <sub>1</sub> , дПа	14	10	15	4
	СНС <sub>10</sub> , дПа	30	30	35	4
	ДНС, Па	2,4	2,2	2,6	4
	$\Gamma$ , %	1,5	1	1,5	4
	$V$ , см <sup>3</sup> /30 мин.	8,45	8	8,5	4
675–950	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	1100	1100	1130	1
	$T$ , с	23	23	28	1
	СНС <sub>1</sub> , дПа	5	5	10	4
	СНС <sub>10</sub> , дПа	10	10	15	4
	ДНС, Па	2,4	2,2	2,6	4
	$\Gamma$ , %	1	1	1,5	4
	$V$ , см <sup>3</sup> /30 мин.	8,45	8	9	4
950–1700	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	1070	1070	1090	1
	$T$ , с	22,4	22	28	1
	СНС <sub>1</sub> , дПа	9	5	10	4
	СНС <sub>10</sub> , дПа	14	10	15	4
	ДНС, Па	2,1	2,2	2,6	4
	$\Gamma$ , %	1	1	1,5	4
	$V$ , см <sup>3</sup> /30 мин.	8,6	8	9	4
1700–2700	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	1040	1040	1050	1
	$T$ , с	22	22	27	1
	СНС <sub>1</sub> , дПа	11	10	15	4
	СНС <sub>10</sub> , дПа	15	15	20	4
	ДНС, Па	1,84	1,6	2	4
	$\Gamma$ , %	1	1	1,5	4
	$V$ , см <sup>3</sup> /30 мин.	8,8	8,5	8,8	4

### Выводы

Имея определённый географический район, его литологию и стратиграфию по сетке разведочных скважин можно правильно и качественно подобрать тип бурового раствора при бурении, предотвратить возможные осложнения в процессе бурения, производить качественное вскрытие продуктивных горизонтов, что имеет большое значение при строительстве и освоении скважин, а также увеличению рейсовой скорости бурения.

В практике произведён расчёт необходимого количества химических реагентов и глинопорошка, подобраны буровые растворы, способствующие улучшению проходки на долото, механической скорости бурения, образованию тонкой глинистой корки на стенках скважины.

Разработка наиболее эффективных рецептов буровых растворов возможна при создании систем, включающих в себя работу научно-исследовательских учреждений и опытных результатов, полученных с различных геологических условий бурения скважины.

В настоящее время высокие требования предъявляются и к экологичности производства. На буровой в основном это связано с утилизацией отработанного бурового раствора. Поэтому целесообразно разрабатывать рецепты буровых растворов с использованием химических реагентов, наиболее безопасных для окружающей среды.



Другое решение этой проблемы – создание таких растворов, которые могли бы служить долгое время и после окончания работ перевозились на другие объекты.

Также важной проблемой остаётся проблема недопущения гидроразрыва продуктивных пластов. Здесь необходимо более качественно рассматривать формирование давления, которое должно быть больше пластового давления, но в то же время максимально приближаться к его значению.

Не малую роль здесь играют параметры бурового раствора. Поэтому в работе подбираются 3 типа бурового раствора, которые можно использовать при бурении этого месторождения и при отсутствии одних химических реагентов можно воспользоваться другими, например, менее токсичными и более эффективными.

## Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 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. Овчинников В.П., Аксёнова Н.А. Буровые и промывочные растворы : учебное пособие. – Тюмень : Издательство «Нефтегазовый университет», 2008. – 309 с.
11. Овчинников В.П. [и др.]. Современные составы буровых промывочных жидкостей. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 156 с.
12. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
13. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. – М. : Издательство «Недра», 1990. – 230 с.
14. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург : «Летопись», 2005. – 664 с.
15. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
16. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
17. 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.
18. Регламент на промывку вертикальной нефтяной добывающей скважины глубиной 2700 м на Аганском месторождении. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2ac69b4d53b89421216c36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2ac69b4d53b89421216c36_0.html)
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. Живаева В.В., Мозговой Г.С., Ожерельев А.В. Сравнительный анализ тампонажных составов Izolight и полых микросфер HGS-10000 с подбором рецептуры // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 93–96.
21. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 97–103.

22. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 162–165.
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 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 166–169.
24. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 170–176.
25. Мойса Ю.Н., Снегирев С.Н., Зозуля В.В. Сравнение буровых растворов на различных глинопорозках для бурения методом ННБ // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 181–186.
26. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 202–205.
27. Булатов А.И., Савенок О.В. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620659. Заявка № 2014620266. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 08 мая 2014 г.
28. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. – М. : Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – Серия 08. – Выпуск 19. – 288 с.

## References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
3. Bulatov A.I. [et al]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a training manual for students of universities. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 452 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. Ovchinnikov V.P., Aksonova N.A. Drilling and flushing solutions: a training manual. – Tyumen : «Oil and Gas University» Publishing House, 2008. – 309 p.
11. Ovchinnikov V.P. [et al]. Modern compositions of drilling flushing fluids. – Tyumen : TyumGNGU, 2013. – 156 p.
12. Popov V.V. [et al]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
13. Ryabchenko V.I. Management of drilling agents properties. – M. : Nedra Publishing House, 1990. – 230 p.

14. Ryazanov Ya.A. Encyclopedia on Drilling Muds. – Orenburg : «Chronicle», 2005. – 664 p.
15. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
16. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu. M. Drilling flushing fluids: a textbook. – Novocherkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : LLC «Pervaya typographia», 2019. – Т. 1–4.
18. Regulations for flushing a vertical oil production well with a depth of 2700 m at Aganskoye field. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2ac69b4d53b89421216c36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2ac69b4d53b89421216c36_0.html)
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. Zhivaeva V.V., Mozgovoi G.S., Ozhereliev A.V. Comparative analysis of Izolight plugging compositions and HGS-10000 hollow microspheres with the selection of the formulation // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / edited by Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 93–96.
21. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the influence of drilling mud parameters on the probability of differential tackles // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / edited by Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 97–103.
22. Makarova Ya.A., Egorova A.S. Universal solution on the hydrocarbon base for drilling horizontal wells // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under 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. 162–165.
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 Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship. Dr.. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 166–169.
24. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Study of drilling mud compositions for drilling clayey rocks and prevention of salinosis // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / edited by Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : South Publishing House, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 170–176.
25. Moisa Yu.N., Snegirev S.N., Zozula V.V. Comparison of drilling fluids on various clay powders for NDB drilling // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes: a collection of articles / under general editorship of Dr. T.N., Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 181–186.
26. Oleshkevich D.V., Kokarev M.O. Drilling mud for struggle with differential prihvats // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International scientific-practical conference (March 31, 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. 202–205.
27. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. Certificate of state registration of database № 2014620659. Application № 2014620266. Date of entry 12 March 2014. Date of state registration in the Register of Databases 08 May 2014.
28. Safety rules in the oil and gas industry : Federal norms and regulations in the field of industrial safety. – M. : Closed Joint-Stock Company «Scientific and Technical Center for Industrial Safety Research», 2013. – Series 08 - Issue 19. – 288 p.