УДК 622.24.06

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЦЕПТУР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПО ИНТЕРВАЛАМ БУРЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ РАВНИНЫ

♦♦♦♦♦

# DESIGN OF DRILLING FLUID FORMULATIONS FOR DRILLING INTERVALS FOR AN OIL FIELD IN THE CENTRAL PART OF THE WEST SIBERIAN PLAIN

**Тихонов Евгений Владимирович**
технический директор отдела буровых растворов
ООО «БУРСЕРВИС»
evgeny.tikhonov@internet.ru

**Аннотация.** В статье рассматривается строительство наклонно-направленной скважины для геологических условий нефтяного месторождения, расположенного в районе ХМАО. Где бы ни происходило бурение скважины, везде необходимо соблюдать основные требования по проводке ствола скважины. Желаемое условие бурения – это бурение с постоянной депрессией на пласт. И даже когда процесс бурения приостановлен, необходимо соблюдать это условие. Основополагающей причиной этому служит буровой раствор, качественно приготовленный и подобранный для конкретных условий. Выполнено проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения, а также определено потребное количество химических реагентов по интервалам бурения. Качественно приготовленный и хорошо подобранный раствор – это 50 % успешного бурения без осложнений и аварий.

**Ключевые слова:** конструкция скважины; нормы расхода буровых растворов по интервалам бурения; выбор растворов по интервалам бурения скважин; обоснование выбора типа растворов по интервалам бурения; обоснование параметров бурового раствора; обоснование рецептур буровых растворов; уточнение рецептур буровых растворов.

**Tikhonov Evgeny Vladimirovich**
Technical Director of the Drilling Fluids Department of «BURSERVICE» LLC
evgeny.tikhonov@internet.ru

**Annotation**. The article discusses the construction of a directional well for geological conditions of an oil field located in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. Wherever the well is drilled, the basic requirements for wellbore routing must be met. The desired drilling condition is drilling with constant depression on the formation. And even when the drilling process is suspended, this condition must be met. The fundamental reason for this phenomenon is a drilling fluid, well-prepared and selected for specific conditions. The design of drilling fluid recipes for drilling intervals has been completed, and the required amount of chemical reagents for drilling intervals has been determined. A well-prepared and well-selected solution is 50% of successful drilling without complications and accidents.

**Keywords:** well design; drilling fluid consumption rates by drilling intervals; selection of solutions by well drilling intervals; justification for the choice of solution type by drilling intervals; justification for drilling fluid parameters; justification for drilling fluid formulations; clarification of drilling fluid formulations.

## Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области РФ.

В геологическом отношении равнина молодая, аллювиальная с широко развитыми довольно значительной толщины четвертичными отложениями. Северная зона месторождения приходится на правобережную надпойменную террасу с абсолютными отметками от 45 до 60 м. На крайнем северо-востоке месторождения отметки достигают 95 м над уровнем моря.

Рассматриваемая территория находится в зоне разобщённого залегания приповерхностных и реликтовых многолетнемёрзлых пород. Приповерхностные мёрзлые грунты наблюдаются на водоразделах под торфяниками. Толщина их зависит от уровня грунтовых вод и достигает 10–15 м, температура постоянная и близка к 0 °С. Развитие многолетнемёрзлых пород на месторождении изучено слабо, только в пределах разбуренных эксплуатационных участков. Толщина их составляет 15–40 м. Мёрзлыми чаще всего являются нижняя глинистая часть новомихайловской и частично атлымской свит.

Геологический разрез месторождения сложен мощной толщей осадочных пород и по всей территории достаточно однотипен.

Пластовая нефть находится в условиях высоких давлений и температур. Давление насыщения чуть ниже пластового. По вязкости нефть относится к маловязким, а

по плотности к средним. Также нефть является малосмолистой и парафинистой. Нефтяной газ жирный.

**Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

В таблице 1 представлен стратиграфический разрез скважины, в таблице 2 – литологическая характеристика разреза и в таблице 3 – водоносность.

**Таблица 1** – Стратиграфический разрез скважины

| Глубина залегания, м | | Стратиграфическое подразделение | | Элементы залегания (падения) пластов по подошве | | Коэффициент кавернозности интервала |
|---|---|---|---|---|---|---|
| от (верх) | до (низ) | свита | индекс | угол, град. | азимут, град | |
| 0 | 40 | четвертичные отложения | Q | 0 | – | 1,30 |
| 40 | 170 | Новомихайловская | $P_3$ nk | 0 | – | 1,30 |
| 170 | 260 | Атлымская | $P_{2–3}$ at | 0 | – | 1,30 |
| 260 | 430 | Чеганская | $P_{1–2}$ chg | 0 | – | 1,30 |
| 430 | 680 | Люлинворская | $P_2$ ll | 0 | – | 1,25 |
| 680 | 850 | Талицкая | $P_1$ tl | 0 | – | 1,25 |
| 850 | 930 | Ганькинская | $K_2$ gn | 0 | – | 1,25 |
| 930 | 1050 | Березовская | $K_2$ br | 0 | – | 1,25 |
| 1050 | 1120 | Кузнецовская | $K_2$ kz | 0 | – | 1,25 |
| 1120 | 1450 | Уватская | $K_{1–2}$ uv | 0,5 | – | 1,25 |
| 1450 | 1650 | Ханты-Мансийская | $K_1$ hm | 0,5 | – | 1,25 |
| 1650 | 1950 | Викуловская | $K_1$ vk | 0,5 | – | 1,25 |
| 2060 | 2150 | Алымская | $K_1$ al | 0,5 | – | 1,25 |
| 2150 | 2700 | Черкашинская | $K_1$ chn | 1,5 | – | 1,25 |

**Таблица 2** – Литологическая характеристика разреза

| Глубина залегания, м | | Индекс стратиграфического подразделения | Горная порода | | Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.) |
|---|---|---|---|---|---|
| от (верх) | до (низ) | | краткое название | % в интервале | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 0 | 40 | Q | пески, супеси | 50 | почвенно-растительный слой, пески и супеси жёлтые |
| | | | суглинки, глины | 50 | разнозернистые, полимиктовые |
| 40 | 170 | $P_3$ nk | глины | 60 | глины оливково-зелёные, жирные, пластичные, тонкослоистые |
| | | | пески | 40 | кварцевые, кварцполевошпатовые |
| 170 | 260 | $P_{2–3}$ at | глины | 60 | глины тёмно-серые, с прослоями слабосцементировнных алевролитов и песков полимиктовых |
| | | | алевриты | 20 | |
| | | | пески | 10 | |
| 260 | 430 | $P_{1–2}$ chg | глины | 70 | глины светло-серые, до тёмных |
| | | | алевролиты | 30 | зеленовато-серые, мелко-крупнозернистые |
| 430 | 680 | $P_2$ ll | глины опоковидные | 90 | глины светло-серые, плотные |
| | | | алевролиты | 10 | алевролиты разнозернистые |
| 680 | 830 | $P_1$ tl | глины опоковидные | 100 | глины тёмно-серые, серые алевритистые, плотные |
| 830 | 900 | $K_2$ gn | глины | 70 | глины тёмно-зелёные, серые, опоковидные, плотные |
| | | | алевролиты | 20 | алевролиты песчанистые, тёмно-серые |
| | | | пески | 10 | пески серые, мелкозернистые |

**Окончание таблицы 2**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|
| 900 | 1060 | $K_2$ br | глины | 100 | глины тёмно-серые |
| 1060 | 1110 | $K_2$ kz | алевролиты | 37 | алевролиты песчанистые, тонкозернистые, серые |
| | | | глины | 25 | глины алевритистые, плотные |
| | | | песчаники | 16 | песчаники серые, слюдистые, слабосцементированные |
| | | | аргиллиты | 12 | аргиллиты серые, тёмно-серые, плитчатые |
| | | | песчаники | 10 | песчаники глинистые, среднесцементированные |
| 1110 | 1550 | $K_{1-2}$ uv | аргиллиты | 60 | аргиллиты тёмно-серые слоистые, плитчатые |
| | | | песчаники | 35 | песчаники светло-серые, разнозернистые |
| | | | алевролиты | 5 | алевролиты серые, тёмно-серые, разнозернистые |
| 1550 | 1750 | $K_1$ hm | аргиллиты | 70 | аргиллиты пестро-цветные, плотные, комковатые |
| | | | алевролиты | 15 | алевролиты песчанистые, буровато-серые, слоистые |
| | | | песчаники | 15 | песчаники светло-серые, плотные |
| 1750 | 2060 | $K_1$ vk | песчаники | 55 | песчаники серые, светло-серые, мелкозернистые |
| | | | аргиллиты | 40 | аргиллиты серые, тёмно-серые, слоистые |
| | | | алевролиты | 5 | крупнозернистые, массивные |
| 2060 | 2260 | $K_1$ al | аргиллиты | 70 | тёмно-серые, плотные, крепкие |
| | | | песчаники | 20 | серые, тёмно-серые, мелкозернистые, массивные |
| | | | алевролиты | 8 | серые, известковые |
| | | | известняки | 2 | глинистые, крепкие |
| 2260 | 2700 | $K_1$ chn | аргиллиты | 100 | битуминозные, коричневато-серые, плотные |

**Таблица 3** – Водоносность

| Индекс стратиграфического подразделения | Индекс пласта | Интервал, м | | Тип коллектора | Свободный дебит, $м^3$/сут | Химический состав воды, % в эквивалентной форме | | | | | | Степень минерализации, г/л | Тип воды по Сулину | Является источником питьевого снабжения |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | анионы | | | катионы | | | | | |
| | | от (верх) | до (низ) | | | $Cl^-$ | $SO_4^{2-}$ | $HCO^{3-}$ | $Na^+$ | $Mg^{2+}$ | $Ca^{2+}$ | | | |
| $K_{1-2}$ | | 1130 | 1740 | поровый | 1 | 99 | – | 1,0 | 90 | 2,7 | 4 | 16–20 | ХЛН | нет |
| $K_1$ | $AC_{10}$ | 2470 | 2490 | поровый | 200 | 98 | – | 1,9 | 94 | 2 | 4 | 10,5–20 | ХЛН | нет |
| $K_1$ | $AC_{11}$ | 2520 | 2535 | поровый | 3 | 87 | – | 13 | 97 | – | 3 | 18 | ХЛМ | нет |
| $K_1$ | $AC_{12}$ | 2590 | 2650 | поровый | 12 | 87 | – | 13 | 96 | 3 | 1 | 17 | ХЛН | нет |

## Осложнения

В таблице 4 приведено поглощение бурового раствора, в таблице 5 – газонефтеводопроявления и в таблице 6 – прихватоопасные зоны.

**Таблица 4** – Поглощение бурового раствора

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Максимальная интенсивность поглощения, $м^3/ч$ | Имеется ли потеря циркуляции | Условия возникновения |
|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | |
| Q-$P_{2-3}$ | 0 | 450 | 5 | нет | увеличение проектной плотности промывочной жидкости |
| $K_{1-2}$ pk | 930 | 1500 | 2 | нет | |

**Таблица 5** – Газонефтеводопроявления

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Вид проявляемого флюида | Условия возникновения | Характер проявления |
|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | |
| $K_{1-2}$ pk | 930 | 1720 | вода | снижение противодавления на пласт | увеличение водоотдачи |
| $K_1$ | 1750 | 2650 | вода | несоблюдение параметров раствора | увеличение водоотдачи |
| $J_3$ vs | 2690 | 2725 | нефть | несоблюдение параметров раствора | перелив на устье |
| $J_3$ vs | 2725 | 2730 | вода | несоблюдение параметров раствора | перелив на устье |

**Таблица 6** – Прихватоопасные зоны

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Вид прихвата | Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки | Условия возникновения |
|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | |
| $P_2$ | 0 | 400 | от обвала неустойчивых пород и заклинки инструмента | да | несоблюдение режима промывки, недостаточная очистка скважины от выбуренной породы, несоблюдение параметров раствора |
| $K_2$ br | 790 | 910 | от разбухания опоковидных глин, обвала стенок скважины, заклинки бурового инструмента | да | разбухание опоковидных глин, обвал стенок скважины |
| $K_1$ | 930 | 2250 | от сальникообразования, желобообразования | да | несоблюдение параметров раствора |
| $K_1$ | 1720 | 2650 | от перепада давления в системе | да | несоблюдение режимов промывки и параметров бурового раствора |

### Конструкция скважины

В таблице 7 показана конструкция скважины, в таблице 8 – применяемые промывочные растворы по интервалам (по ГТН).

**Таблица 7** – Конструкция скважины

| № колонны в порядке спуска | Название колонны | Интервал по вертикали, м | | Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм |
|---|---|---|---|---|
| | | от (верх) | до (низ) | |
| 1 | направление | 0 | 30 | 490,0 |
| 2 | кондуктор | 0 | 710 | 295,3 |
| 3 | эксплуатационная | 0 | 2700 | 215,9 |

**Таблица 8** – Применяемые промывочные растворы по интервалам (по ГТН)

| Вид | Интервал, м | Плотность, г/см$^3$ | ПФ, см$^3$/30 мин. | УВ, сек |
|---|---|---|---|---|
| глинистый | 0–700 | 1,16–1,18 | 8–6 | 30–35 |
| глинистый | 700–1100 | 1,05–1,08 | 8–10 | 18–20 |
| глинистый | 1100–2050 | 1,08–1,12 | 6–8 | 20–23 |
| глинистый | 2050–2250 | 1,12–1,14 | 6–4 | 23–25 |
| глинистый | 2250–2700 | 1,12 | 4 | 24–25 |

На рисунке 1 приведена конструкция скважины.

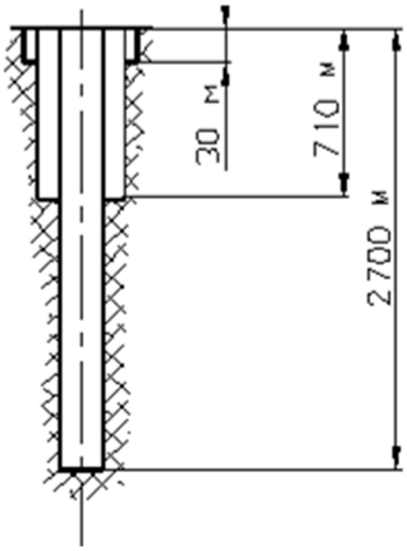


**Рисунок 1** – Конструкция скважины

### Применяемое оборудование в циркуляционной системе

На рассматриваемом месторождении используется типовая схема очитки бурового раствора. В неё входят:

- 2 ёмкости по 100 м$^3$ (запасная и основная);
- глиномешалка (для внедрения реагентов в буровой раствор в процессе бурения);
- 2 вибросита со сменными сетками;
- илоотделители и пескоотделители;
- лопастные перемешиватели, применяемые для предупреждения осаждения на дно ёмкости дисперсной фазы.

### Нормы расхода буровых растворов по интервалам бурения (расчётные)

В таблице 9 приведён расход бурового раствора по интервалам бурения.

**Таблица 9** – Расход бурового раствора по интервалам бурения

| Интервал, м | 0–30 | 30–710 | 710–2700 |
|---|---|---|---|
| | Расход, $м^3/с$ | | |
| Для выноса шлама | 0,037 | 0,0146 | 0,0146 |
| Для нормальной работы забойного двигателя | 0,036 | 0,036 | 0,0143 |
| Для очистки забоя | 0,024 | 0,0168 | 0,0128 |
| Выбранный | 0,037 | 0,036 | 0,0146 |

Анализ используемых на месторождении 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 применяется 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 20-кратное 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 объёма 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. Состоит 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 проектном 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 твёрдой фазы.

Отдельно решается вопрос выбора бурового раствора для вскрытия продуктивных горизонтов. Буровой раствор выбирается так, чтобы предупредить ухудшение кол-

лекторских свойств продуктивных пластов вследствие возникновения капиллярного эффекта при вытеснении из приствольной зоны продуктивного пласта фильтрата 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 и предупреждались всевозможные осложнения.

Плотность раствора влияет на гидростатическое давление, на забой и стенки скважины. При наличии в разрезе водо-, газо- и 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 (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 $K_п$ – 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:

$K_п$ = 1,10–1,15 при $H$ < 1200 м ($\Delta P \le 1{,}5$ МПа);

$K_п$ = 1,05–1,10 при $H$ = 1200–2500 м ($\Delta P \le 2{,}5$ МПа);

$K_п$ = 1,04–1,07 при $H$ > 2500 м ($\Delta P \le 3{,}5$ МПа).

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

**Обоснование рецептур буровых растворов**

Бурение под направление начинается на глинистом свежеприготовленном растворе. При бурении под направление для снижения показателя фильтрации 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 и увеличение выносной способности бурового раствора. Данные проблемы решаются путём применения высокоэффективных полимеров-структурообразовате-лей, способствующих поддержанию низкой температуры, образованию прочной фильтрационной корки и созданию высокой скорости потока раствора. 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 и главная проблема – это сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. 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 улучшают-

ся при pH = 8–9, в буровой раствор при бурении под кондуктор и эксплуатационную колонну добавляется каустическая сода или гидроксид калия для поддержания указанных регламентных 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:

1) разработка матрицы планирования эксперимента;
2) выполнение экспериментов;
3) обработка результатов опытов.

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

### *Показатели качества бурового раствора*

При использовании степенной жидкости характер её течения, профиль скоростей, поведение при различных скважинных условиях и стабильность меняются. Для получения модели бурового раствора для конкретных условий бурения применялась 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 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.

*Скорость набухания* $V_{наб}$. 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 нами использовался показатель скорости набухания $V_{наб}$.

## Методика проведения экспериментов

Для достижения поставленной цели и получения модели бурового раствора с заданными параметрами приготовлены 4 раствора в соответствии с матрицей планирования, которая приведена в таблице 10.

**Таблица 10** – 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 проведено 3 эксперимента – на набухание, на определение показателя фильтрации и на определение реологических параметров бурового раствора.

Измерение скорости набухания производится на приборе Жигача-Ярова. Внутрь прибора помещается 10 г 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 можно представить в графической форме, где показаны 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 осекаются те участки, где идёт капиллярная пропитка (не прямолинейные участки) и с учётом этого строятся модели скорости набухания.

Для определения показателя фильтрации 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 нуль. Затем открываем нижний клапан, включаем секундомер и делаем замеры через 1, 2, 5, 9 и 15 минут. Обработка результатов позволяет определить показатель фильтрации для каждого раствора.

### *Результаты опытов и их анализ*

В ходе работ проведены испытания для определения следующих показателей:

1) скорости набухания (логарифмические зависимости скорости набухания глинистой корки от времени);

2) показателя фильтрации (зависимости показателя фильтрации от времени).

Обработка результатов эксперимента дала следующие модели.

Скорость набухания глинистой корки:

$$V_{наб} = 55 + 54{,}00 \cdot \text{DUO VIS} - 60{,}67 \cdot \text{KEM PAS} + 2{,}20 \cdot \text{Formiat},$$

показатель фильтрации:

$$\text{ПФ} = 21{,}175 + 5{,}75 \cdot \text{DUO VIS} + 8{,}0 \cdot \text{KEM PAS} - 4{,}225 \cdot \text{Formiat}.$$

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

**Таблица 12** – Влияние компонентов на скорость набухания и показатели несущей способности

| Параметры | Состав компонента | | |
|---|---|---|---|
| | DUO VIS | KEM PAS | Формиат натрия |
| Показатель фильтрации | + 5,75 | + 8,0 | – 4,225 |
| Скорость набухания | + 54,00 | – 60,67 | + 2,20 |

По таблице 12 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 – формиат натрия, а на уменьшение скорости набухания значительно влияние KEM PAS.

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

| DUO VIS | KEM PAS | Формиат натрия |
|---|---|---|
| 0,2 | 0,496 | 1,96 |

Полученные значения представлены в процентах от общей массы раствора.

**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. Реагенты для обработки бурового раствора подробно рассмотрены нами выше.

**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 последовательности: скважина $\rightarrow$ блок грубой очистки (вибросито) $\rightarrow$ дегазатор $\rightarrow$ блок тонкой очистки (песко- и илоотделитель) $\rightarrow$ блок регулирования твёрдой фазы (гидроциклонные глиноотделители, центрифуга).

Ранее широко применялась импортная система очистки американской фирмы «DERRIC». В частности, на скважине № 1142 рассматриваемого месторождения были установлены вибросита и центрифуга этой фирмы. Вибросита просты в обслуживании, имеют 2 сетки, что обеспечивает более эффективную очистку.

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

На всём протяжении бурения организована четырёхступенчатая очистка бурового раствора (рис. 2).

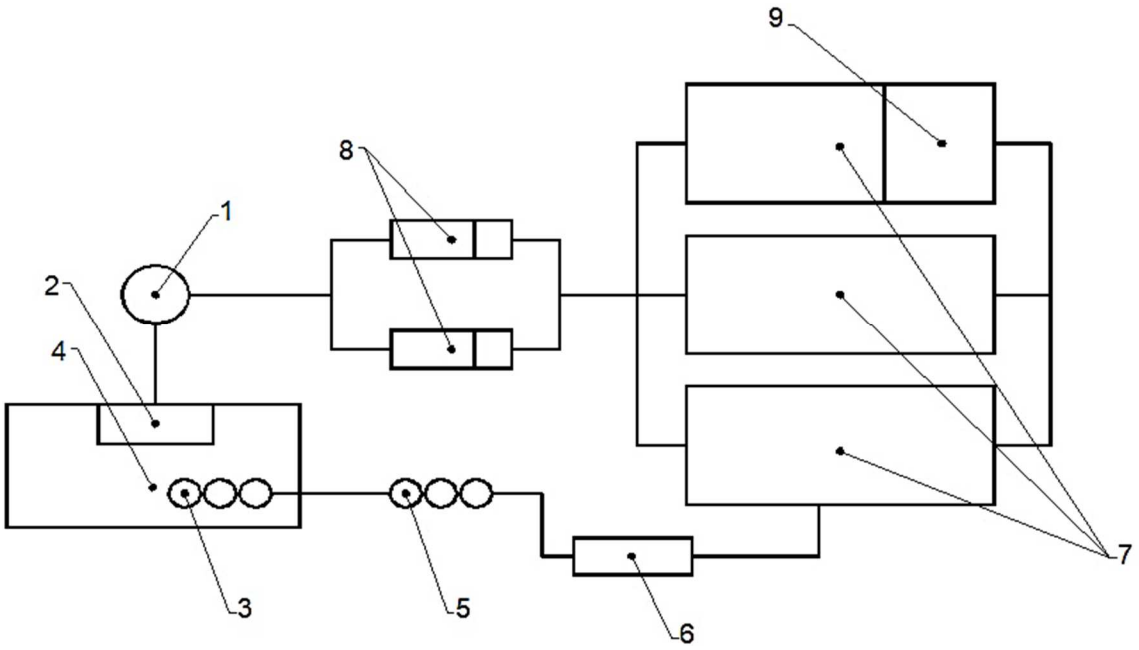


**Рисунок 2** – Принципиальная схема блока приготовления и очистки бурового раствора:
1 – скважина; 2 – вибросита DERRIC; 3 – пескоотделитель; 4 – ЦСГО; 5 – илоотделитель;
6 – центрифуга DERRIC; 7 – ёмкости для раствора; 8 – буровые насосы;
9 – мерная ёмкость $V = 10$ м$^3$

## Литература


1. Батыров М.И. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора / М.И. Батыров, С.И. Руденко, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.
2. Григулецкий В.Г. Динамические и тепловые поля при турбулентном течении бурового раствора в кольцевом пространстве труб / В.Г. Григулецкий, Ю.П. Савельев // Нефть, газ и бизнес. – 2016. – № 10. – С. 3–21.
3. Диоманде Б.Х. Анализ применения гель-раствора для бурения неустойчивых горных пород при строительстве эксплуатационной скважины на Приобском месторождении / Б.Х. Диоманде, О.В. Савенок // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 71–76.
4. Ибрагимов Р.С.О. Исследование причин прихвата бурильного инструмента в желобах скважины // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 122–125.
5. Бурение горизонтальных участков скважин с применением бурового раствора на основе прямой эмульсии и винтового забойного двигателя / И.В. Камаев [и др.] // Бурение & Нефть. – 2023. – № 3. – С. 48–51.
6. Некоторые рецептуры и технология приготовления буровых растворов, применяемых при бурении вторых стволов на Самотлорском месторождении / Н.Ю. Мойса [и др.] // Гипотезы. Поиск. Прогнозы: сборник научных трудов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2000. – С. 299–301.
7. Савенок О.В. Проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для приобского месторождения / О.В. Савенок, Д.Б. Тепе // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 258–265.
8. Савенок О.В. Выбор типа бурового раствора и расчёт параметров промывочной жидкости при строительстве наклонно-направленной добывающей скважины глубиной 2560 м на Тагринском месторождении / О.В. Савенок, Б.Х. Диоманде // Инновационные решения актуальных проблем в области высокомолекулярных металлоорганических соединений: сборник научных работ Международной научно-практической онлайн-конференции (28 мая 2021 года, г. Ташкент). – Ташкент : Ташкентский научно-исследовательский институт химической технологии, 2021. – Т. 1. – С. 88–92.
9. Бурение продуктивных горизонтов с пониженным пластовым давлением в Западной Сибири: прямая эмульсия «масло в воде» BARADRIL-N® /Mineral Oil / Е.В. Тихонов [и др.] // Бурение & Нефть. – 2013. – № 10. – С. 50–52.

10. Тихонов Е.В. Анализ проблем бурения скважин и вскрытия нефтегазовых пластов в осложнённых условиях // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 4. – С. 206–222.
11. Тихонов Е.В. Подбор рецептур бурового раствора для устранения и предотвращения осложнений при бурении скважин в условиях вечной мерзлоты // Булатовские чтения. – 2024. – Т. 1. – С. 314–320.
12. Тихонов Е.В. Основные направления снижения стоимости буровых работ и капитального ремонта скважин / Е.В. Тихонов, Л.Г. Кусова // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2025: Материалы XXVI Международной молодёжной научной конференции (27–28 марта 2025 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2025.
13. Программа приготовления бурового раствора для зарезки бокового ствола в скважине № 1273 Уренгойского месторождения / Е.А. Холопов [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 267–278.
14. Способ обработки бурового раствора на водной основе / Н.В. Линник, Э.В. Карасева, В.П.Потапкин, В.Г. Григулецкий, Л.А. Ли // Патент на изобретение RU 2222565, 27.01.2004. Заявка № 2002103574/03 от 08.02.2002.

## References

1. Batyrov M.I. The building a regression model to determine factors affecting the properties and technological parameters of the drilling fluid / M.I. Batyrov, S.I. Rudenko, O.V. Savenok // Science. Engineering.Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1. – P. 297–315.
2. Griguletsky V.G. Dynamic and thermal fields in turbulent flow of drilling mud in the annular space of pipes / V.G. Griguletsky, Yu.P. Savelyev // Oil, Gas and Business. – 2016. – № 10. – P. 3–21.
3. Diomande B.H. Analysis of the use of gel-solution for drilling unstable rocks during the construction of a production well on the Priobskoye field / B.H. Diomande, O.V. Savenok // Readings of A.I. Bulatov. – 2020. – Vol. 3. – P. 71–76.
4. Ibrahimov R.S.O. An investigation into the causes of stuck drilling tools in well chutes // Science. Engineering.Technology (polytechnical bulletin). – 2022. – № 2. – P. 122–125.
5. Drilling horizontal sections of wells using a drilling mud based on direct emulsion and a screw downhole motor / I.V. Kamaev [et al.] // Drilling & Oil. – 2023. – № 3. – P. 48–51.
6. Some formulations and technology for the preparation of drilling fluids used in drilling second wellbores on the Samotlorskoye field / N.Yu. Moisa [et al.] // Hypotheses. Search. Forecasts: Collection of scientific papers. – Krasnodar : «Prosveshchenie-Yug» LLC, 2000. – P. 299–301.
7. Savenok O.V., Tepe J.B. Design of drilling fluid formulations along the drilling intervals for the Priobskoye field // Readings of A.I. Bulatov. – 2018. – Vol. 3. – P. 258–265.
8. Savenok O.V. Selection of the type of drilling mud and calculation of the parameters of the drilling fluid during the construction of a directional production well with a depth of 2560 m on the Tagrinskoye field / O.V. Savenok, B.H. Diomande // Innovative solutions to urgent problems in the field of high-molecular organometallic compounds: collection of scientific papers of the International scientific and practical online conference (May 28, 2021, Tashkent). – Tashkent : Tashkent Research Institute of Chemical Technology, 2021. – Vol. 1. – P. 88–92.
9. Drilling of productive horizons with reduced reservoir pressure in Western Siberia: direct emulsion «oil in water» BARADRIL-N®/Mineral Oil / E.V. Tikhonov [et al.] // Drilling & Oil. – 2013. – № 10. – P. 50–52.
10. Tikhonov E.V. Analysis of the problems of drilling wells and tapping oil and gas formations in difficult conditions // Science. Engineering.Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 4. – P. 206–222.
11. Tikhonov E.V. Selection of drilling fluid formulations to eliminate and prevent complications when drilling wells in permafrost conditions // Readings of A.I. Bulatov. – 2024. – Vol. 1. – P. 314–320.
12. Tikhonov E.V. Main directions for reducing the cost of drilling operations and well workovers / E.V. Tikhonov, L.G. Kusova // SEVERGEOECOTECH – 2025: Proceedings of the XXVI International youth scientific conference (March 27–28, 2025, Ukhta). – Ukhta : Ukhta state technical university, 2025.
13. Drilling fluid preparation program for sidetracking in well № 1273 of the Urengoyskoye field / E.A. Kholopov [et al.] // Science. Engineering.Technology (polytechnical bulletin). – 2020. – № 2. – P. 267–278.
14. Method of processing water-based drilling mud / N.V. Linnik, E.V. Karaseva, V.P. Potapkin, V.G. Griguletsky, L.A. Li // Patent for invention RU 2222565, 27.01.2004. Application № 2002103574/03 dated 08.02.2002.