



УДК 622.24.063

**ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БУРОВОГО РАСТВОРА  
НА ОСНОВАНИИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДАННЫХ БУРЕНИЯ  
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ  
НА ЧАЯНДИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**SUBSTANTIATION OF THE CHOICE OF DRILLING FLUID  
BASED ON GEOLOGICAL AND TECHNICAL DATA  
FOR DRILLING AN DIRECTIONAL WELL  
ON THE CHAYANDINSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD**

**Меринов Иван Андреевич**

главный специалист,  
Управление по организации  
и контролю бурения скважин  
на месторождениях и ПХГ,  
ООО «Газпром инвест»  
ivanmerinov@bk.ru

**Шиян Станислав Иванович**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры оборудования нефтяных  
и газовых промыслов,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
akngs@mail.ru

**Аннотация.** Буровой раствор – технологическое наименование сложной многокомпонентной дисперсной системы суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения. В статье выполнено обоснование выбора плотности бурового раствора на основании геолого-технических данных бурения наклонно-направленной скважины на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении. Предлагаемый регламент после проведения детального анализа исходных условий должен обеспечить безосложнённую проводку всей скважины. При этом детально рассмотрены мероприятия по предотвращению и недопущению осложнений скважины, связанных с поглощением бурового раствора, учитывая значительную предрасположенность разреза к возникновению и развитию данного вида осложнений.

**Ключевые слова:** обоснование выбора плотности бурового раствора; обоснование расчленения геологического разреза на интервалы; основные факторы для расчленения геологического разреза; график совмещённых давлений; регламентируемая плотность промывочной жидкости; обоснование выбора типа промывочной жидкости; профилактика поглощений.

**Merinov Ivan Andreevich**

Chief specialist of the office  
for organization and control of well drilling  
on the fields and underground gas storages,  
LLC «Gazprom invest»  
ivanmerinov@bk.ru

**Shiyan Stanislav Ivanovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of Oil  
and gas field equipment,  
Kuban state technological university  
akngs@mail.ru

**Annotation.** Drilling fluid is the technological name for a complex multicomponent dispersed system of suspension, emulsion and aerated fluids used for flushing wells during drilling. The article substantiates the choice of drilling fluid density on the basis of geological and technical data for drilling a directional well on the Chayandinskoye oil and gas condensate field. The proposed regulation after conducting a detailed analysis of the initial conditions should ensure uncomplicated wiring of the entire well. At the same time, measures to prevent and prevent well complications associated with the absorption of drilling fluid are considered in detail, given the significant predisposition of the section to the occurrence and development of this type of complications.

**Keywords:** rationale for the choice of mud density; substantiation of the division of the geological section into intervals; main factors for the dismemberment of the geological section; combined pressure schedule; regulated density of flushing fluid; rationale for the choice of type of washing liquid; takeover prevention.



**Обоснование выбора плотности бурового раствора**

Из всего многообразия проблем, решаемых при бурении скважин различного назначения, одно из первых мест принадлежит буровым растворам (промывочным жидкостям). Это определяется не только особой важностью технологических функций растворов, но и тем, что они являются средой, в которой происходят процессы разрушения горных пород на забое и формирование ствола скважины в течение длительного периода её строительства. От соответствия буровых промывочных жидкостей геолого-техническим условиям бурения зависит скорость проходки, предупреждение осложнений и аварий, долговечность бурового оборудования и инструмента, успешное разобщение пластов, эффективность освоения продуктивных горизонтов и, в конечном счёте, результативность и себестоимость буровых работ.



Современные промывочные жидкости представляют собой многокомпонентные системы, технология приготовления и управления свойствами которых в настоящее время приобретает всё более самостоятельное научное и практическое значение при бурении глубоких скважин на твёрдые, жидкие и газообразные полезные ископаемые.

В основе исходных условий для выбора плотности промывочной жидкости при строительстве данной скважины взяты конкретные горно-геологические условия разреза. Реальные литолого-стратиграфические характеристики в комплексе с условиями залегания определили направление разработки всего сектора рецептур, материалов и параметров. Предлагаемый регламент после проведения детального анализа исходных условий должен обеспечить безосложнённую проводку всей скважины. При этом детально рассмотрены мероприятия по предотвращению и недопущению осложнений скважины, связанных с поглощением бурового раствора. Следует учесть значительную предрасположенность разреза к возникновению и развитию данного вида осложнений, что, в свою очередь, ставит данную задачу на уровень стратегической.

### Обоснование расчленения геологического разреза на интервалы с несовместимыми или существенно различными требованиями к промывочной жидкости

Чтобы выбрать промывочные жидкости для бурения скважины, необходимо, прежде всего, выделить в разрезе границы между интервалами, в которых требования к промывочным жидкостям несовместимы или существенно различны, т.е. произвести расчленение геологического разреза.

При расчленении должны быть учтены следующие факторы:

- 1) литологический состав пород;
- 2) пластовые давления и давления поглощения;
- 3) температура горных пород;
- 4) осложнения, происходящие при бурении;
- 5) необходимость защиты водоносных пластов с пресной водой от загрязнения;
- 6) необходимость предотвращения загрязнения продуктивных пластов буровым раствором.

На рисунке 1 приведён профиль наклонно-направленной скважины Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения.

По графику совмещённых давлений (рис. 2) расчленяем разрез на 3 интервала: 0–60 м, 60–900 м и 900–1753 м.

### Обоснование выбора типа промывочной жидкости для различных интервалов разреза

*Интервал 1 – Бурение под направление Ø 426,0 мм в интервале 0–60 м*

Данный интервал сложен аллювиальными суглинками, песками, галечником, мергелями, аргиллитами и доломитами. Для успешного бурения и спуска направления следует использовать полимерглинистый раствор. Данный раствор обладает высокой коллоидной фазой, что позволит укрепить стенки скважины, сложенные неустойчивыми, склонными к осыпаниям супесями и песками.

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (10 % – для скважин глубиной менее 1200 м). Плотность бурового раствора на проектную глубину по вертикали установки башмака Ø 426,0 мм направления составит:

$$\rho = \frac{[(P_{nl} \cdot L) + 0,1 \cdot (P_{nl} \cdot L)] \cdot 10^6}{9,81 \cdot L} = \frac{[(0,0088 \cdot 60) + 0,1 \cdot (0,0088 \cdot 60)] \cdot 10^6}{9,81 \cdot 60} = 987 \text{ кг/м}^3.$$

В соответствии с п. 212 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины, плотность промывочной жидкости при бурении под 426,0 мм обсадную колонну принята:

$$\rho = 1100 \text{ кг/м}^3.$$

Принятая плотность бурового раствора 1100 кг/м<sup>3</sup> не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта (совместимые условия бурения).

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая давлению гидроразрыва на проектной глубине по вертикали установки башмака Ø 426,0 мм обсадной колонны, составит:

$$\rho_{э.рп} = \frac{(P_{эп} \cdot L) \cdot 10^6}{9,81 \cdot L} = \frac{(0,0178 \cdot 60) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 60} = 1814 \text{ кг/м}^3.$$

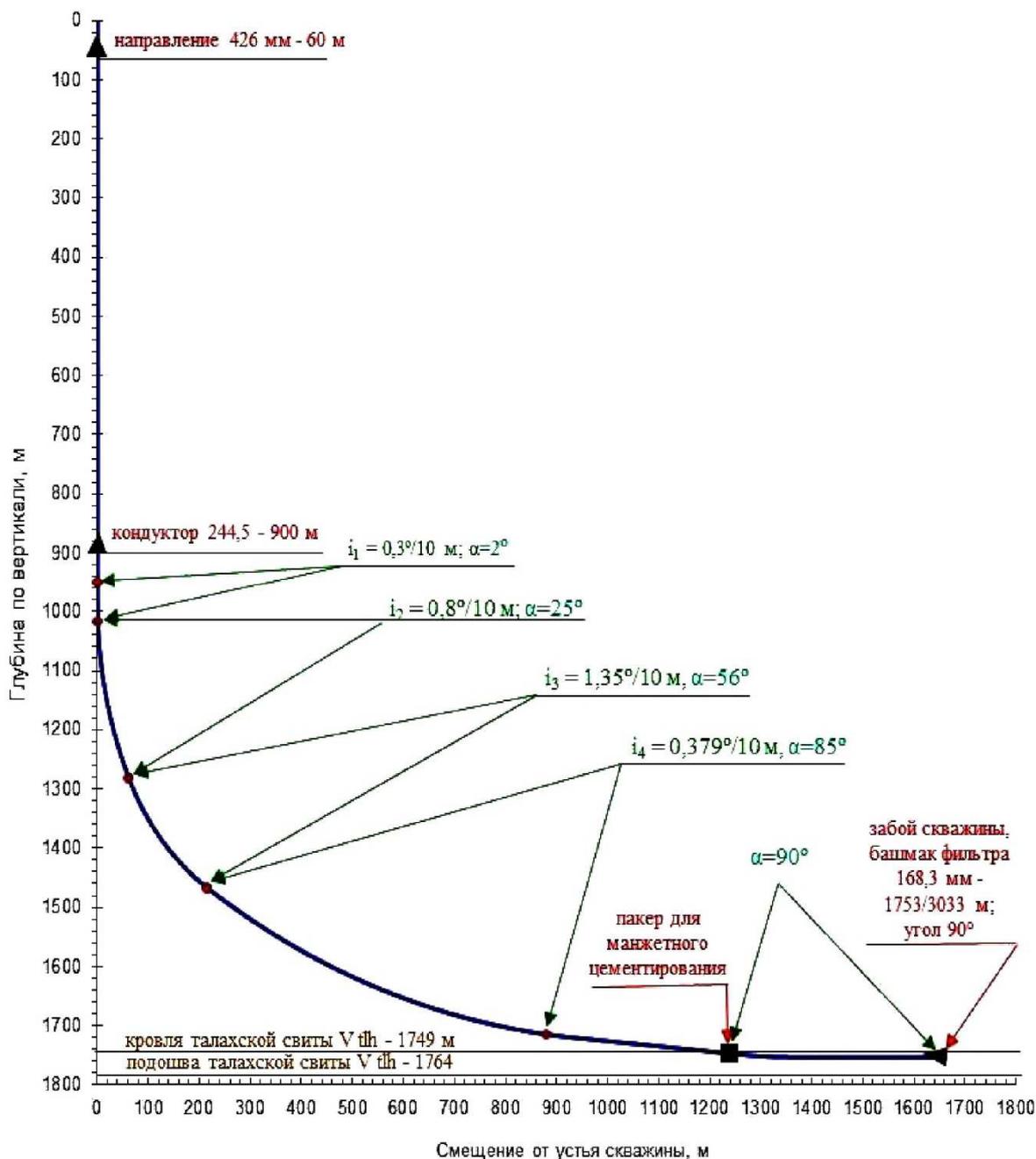


Рисунок 1 – Профиль наклонно-направленной скважины Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения

Для успешного бурения и спуска направления следует использовать полимерглинистый раствор. Данный раствор обладает высокой коллоидной фазой, что позволит укрепить стенки скважины, сложенные неустойчивыми, склонными к осыпаниям супесями и песками. Технологические свойства бурового раствора представлены в таблице 1. Рецепт борового раствора представлен в таблице 2.

Таблица 1 – Технологические свойства бурового раствора

Показатель	Значение	Единица измерения
Плотность	1,10	г/см <sup>3</sup>
Условная вязкость по ВБР-2	80–120	с
ДНС	90–150	дПа
pH	7–9	ед.
Содержание песка	<2	%

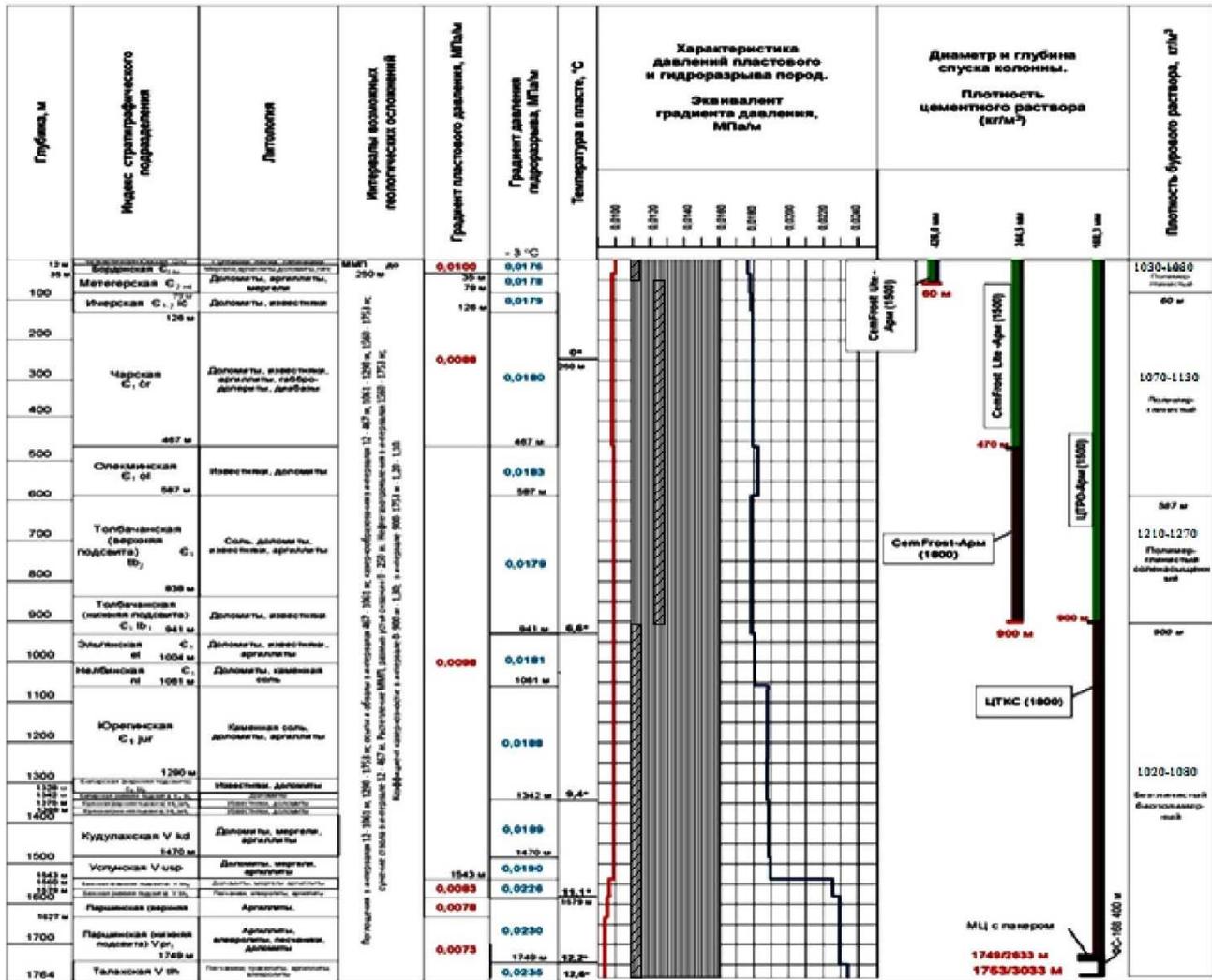


Рисунок 2 – Совмещённый график давлений

Таблица 2 – Рецепт борового раствора

Наименование реагента	Концентрация, кг/м³	Назначение реагента в растворе
Глинопорошок ПБМБ	100	Структурообразователь
Сода кальцинированная	2	Регулятор pH и жёсткости
Сода бикарбонат	1	Нейтрализация кальция и магния при РЦС
Сода каустическая	1	Регулятор pH
ПАЦ-В	3	Регулятор реологических свойств и фильтрации
СМЭГ	1	Смазочная добавка

**Интервал 2 – Бурение под колонну Ø 244,5 мм в интервале 60–900 м**

Интервал ниже башмака направления до проектной глубины спуска 244,5 мм кондуктора сложен доломитами глинистыми, доломитами с прослоями известняков, габбро-долеритами, диабазами, аргиллитами и солью.

В интервале 60–587 м используется полимерглинистый раствор с плотностью 1100 кг/м³, переведённый с предыдущего интервала.

Далее при бурении интервала 587–900 м необходимо произвести донасыщение раствора технической солью NaCl в целях предотвращения размыва пластовых солей. В связи с этим плотность раствора возрастёт. При переводе системы раствора из полимерглинистого в полимерглинистый соленасыщенный в период насыщения солью будет наблюдаться процесс коагуляции, который будет сопровождаться повышением показателя водоотдачи и реологических параметров. Данный процесс, как правило, продолжается 2–3 цикла, следует продолжать насыщать раствор солью и обрабатывать водно-щелочным раствором ФХЛС.



Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (10 % – для скважин глубиной менее 1200 м). Плотность бурового раствора на проектную глубину по вертикали установки башмака Ø 244,5 мм кондуктора составит:

$$\rho = \frac{[(P_{пл} \cdot L) + 0,1 \cdot (P_{пл} \cdot L)] \cdot 10^6}{9,81 \cdot L} = \frac{[(0,0098 \cdot 900) + 0,1 \cdot (0,0098 \cdot 900)] \cdot 10^6}{9,81 \cdot 900} = 1098 \text{ кг/м}^3.$$

В соответствии с п. 212 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и с учётом практического опыта бурения на месторождении, в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины, плотность промывочной жидкости при бурении под 244,5 мм обсадную колонну принята:

$$\rho = 1240 \text{ кг/м}^3.$$

Принятая на данном интервале плотность бурового раствора 1100 и 1240 кг/м<sup>3</sup> не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта (совместимые условия бурения).

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая давлению гидроразрыва на проектной глубине по вертикали установки башмака Ø 244,5 мм обсадной колонны, составит:

$$\rho_{э.р} = \frac{(P_{рп} \cdot L) \cdot 10^6}{9,81 \cdot L} = \frac{(0,0179 \cdot 900) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 900} = 1824 \text{ кг/м}^3.$$

В случае возникновения катастрофических поглощений в верхней части разреза (чарская свита) в интервале 60–467 м, исключающих возможность углубления скважины до проектной глубины спуска 245 мм колонны, рассматривается возможность спуска удлинённого направления 323,9 мм. В качестве бурового раствора будет применяться вода без выхода циркуляции на поверхность. Технологические свойства бурового раствора представлены в таблице 3. Рецепттура бурового раствора представлена в таблице 4.

**Таблица 3** – Технологические свойства бурового раствора

Показатель	Значение	Единица измерения
Плотность	1,10	г/см <sup>3</sup>
Условная вязкость по ВБР-2	50–80	с
Пластическая вязкость	15–25	сПз
ДНС	80–130	дПа
Показатель фильтрации (ВМ-6)	до 12	мл/30 мин.
Корка	<2	мм
рН	7–9	ед.
Содержание песка	<2	%

**Таблица 4** – Рецепттура бурового раствора

Наименование реагента	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>	Назначение реагента в растворе
Глинопорошок ПБМБ	80	Структурообразователь
Сода кальцинированная	2	Регулятор рН и жесткости
Сода бикарбонат	1	Нейтрализация кальция и магния при РЦС
Сода каустическая	2	Регулятор рН
Микрорамор МР-4	20	Карбонатный утяжелитель, кольматант
ПАЦ-В	6	Регулятор реологических свойств и фильтрации
Полидефом	1	Пеногаситель
МИКАН-40	3	Смазочная добавка
Известь Са(ОН) <sub>2</sub>	3	Поглотитель углекислоты



**Интервал 3 – Бурение под колонну Ø 168,3 мм в интервале 900–1753 м**

Данный интервал сложен доломитами, известняками, глинистыми доломитами, мергелями, аргиллитами, алевролитами, продуктивными песчаниками, при бурении данных пород возможны такие осложнения как поглощения бурового раствора, нефтегазопроявления, прихваты бурильного инструмента, обвалы.

Цель бурения данного интервала – первичное вскрытие продуктивного объекта для эксплуатации залежи. Для качественного вскрытия продуктивного горизонта к буровому раствору предъявляются основные требования:

- репрессия на пласт от гидростатического давления столба должна быть минимальной;
- импульсы гидродинамического давления при спускоподъёмных операциях и возобновлении циркуляции должны быть минимальные;
- реологические параметры должны обеспечивать оптимальную гидравлическую программу промывки ствола, качественную очистку забоя от выбуренной породы и её полный вынос на поверхность;
- соответствующая ингибирующая способность для предотвращения набухания глинистых минералов и нарушения устойчивости стенок в интервалах их залегания;
- смазывающая способность;
- малая фильтратоотдача и формирование тонкой низкопроницаемой корки на стенках скважины;
- низкое давление отрыва корки;
- состав фильтрата должен в наибольшей степени соответствовать химической природе пластовых флюидов продуктивного горизонта;
- обеспечить ингибирование растворения солей и сохранение естественных фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (или их восстановление при освоении).

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (5 % – для скважин глубиной более 1200 м). Плотность бурового раствора на проектную глубину по вертикали установки башмака Ø 168,3 мм колонны составит:

$$\rho = \frac{[(P_{пл} \cdot L) + 0,05 \cdot (P_{пл} \cdot L)] \cdot 10^6}{9,81 \cdot L} = \frac{[(0,0073 \cdot 1753) + 0,05 \cdot (0,0073 \cdot 1753)] \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1753} = 781 \text{ кг/м}^3.$$

Таким образом, в условиях низких давлений предлагается использование бурового раствора с отсутствием глинистой фазы для исключения засорения продуктивного интервала и созданием минимальной репрессии на продуктивный пласт. Плотность бурового раствора при бурении под 168,3 мм колонну принята:

$$\rho = 980\text{--}1050 \text{ кг/м}^3.$$

Принятая плотность бурового раствора 980–1050 кг/м³ не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта (совместимые условия бурения).

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая давлению гидроразрыва на проектной глубине по вертикали установки башмака Ø 168,3 мм обсадной колонны, составит:

$$\rho_{э.р} = \frac{(P_{рп} \cdot L) \cdot 10^6}{9,81 \cdot L} = \frac{(0,0235 \cdot 1753) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1753} = 2395 \text{ кг/м}^3.$$

Бурение данного интервала скважины предлагается проводить с использованием свежеприготовленного бурового раствора «Полиэконол Флора». Для придания буровому раствору блокирующих свойств производится его обработка карбонатным наполнителем МР 4, что обеспечит минимальное проникновение фильтрата в продуктивный пласт. Технологические свойства бурового раствора представлены в таблице 5. Рецепттура бурового раствора представлена в таблице 6.

**Таблица 5 – Технологические свойства бурового раствора**

Показатель	Значение	Единица измерения
1	2	3
Плотность	1,05	г/см³
Пластическая вязкость	20–40	сПз
ДНС	80–140	дПа
Показатель фильтрации по маслу (ВМ-6)	<10	мл/30 мин.



Окончание таблицы 5

1	2	3
Корка	<0,5	мм
Содержание песка	<1	%
Коэффициент трения корки	<0,25	ед.

Таблица 6 – Рецепт бурового раствора

Наименование реагента	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>	Назначение реагента в растворе
Микрорамор МР-4	30	Карбонатный утяжелитель, кольматант
Полиэконол Флора	800	Базовый состав
Полиэконол Сан	200	Регулятор реологии
Полиойлчек Стаб	15	Стабилизатор
Полиойлчек Фильтр	15	Понизитель фильтрации

Информация о применяемых реагентах и материалах представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Информация о применяемых реагентах и материалах

Наименование	Описание
1	2
Глино порошок ПБМБ	Бентонитовый глино порошок ПБМБ (ПБМА, ПБМВ) – расчётный расход до 18 тонн/100 м <sup>3</sup> , используется для приготовления базовой глинистой суспензии, для восполнения потерь бурового раствора и приготовления дополнительного объёма бурового раствора. Эффективность используемых глино порошков обусловлена наличием изоморфного замещения алюминия не только на традиционный магний, но и на железо. Выхода раствора 16 м <sup>3</sup> /т достигают обработкой содой без использования акриловых полимеров. Влажность применяемого бентонитового порошка находится в пределах 10–12 %, измеренная плотность составляет 2,7 г/см <sup>3</sup> . Содержание вещества в товарном продукте – 98 %
Сода кальцинированная	Сода кальцинированная (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ), расчётный расход 0,1 тонн/100 м <sup>3</sup> , используется для модификации глино порошка и повышения выхода бурового раствора, для нейтрализации ионов Ca <sup>2+</sup> при разбуривании цементного стакана. Плотность реагента составляет 2,53 г/см <sup>3</sup> , содержание влаги – 15–17 %. Содержание вещества в товарном продукте – 99 %
Сода бикарбонат	Бикарбонат натрия (NaHCO <sub>3</sub> ) – расчётный расход 0,05 тонн/100 м <sup>3</sup> , используется для нейтрализации ионов Ca <sup>2+</sup> при разбуривании цементного стакана
Сода каустическая	Сода каустическая (NaOH) – расчётный расход 0,05 т/100 м <sup>3</sup> , используется для повышения pH бурового раствора. Плотность реагента составляет 1,83 г/см <sup>3</sup> , содержание влаги – 0,5–1,0 %. Содержание вещества в товарном продукте – 99,5 %
Микрорамор МР-4	Микрорамор марок МР 1-8 является модифицированной разработкой наполнителя и утяжелителя с улучшенными кольматирующими свойствами. Представляет собой кислорастворимый кольматант, применяемый при вскрытии продуктивных горизонтов. Во избежание повышения вязкости и изменения реологических характеристик бурового раствора не рекомендуется превышать заданную максимальную концентрацию этой добавки. Выполняет функцию карбонатного утяжелителя бурового раствора
ПАЦ-В	Полианионная целлюлоза ПАЦ-В (КМЦ-9В) представляет собой модифицированную разработку полианионной целлюлозы нового поколения с повышенным содержанием основного вещества. Является экологически безвредным продуктом, при биологическом разложении не образует вредных веществ. По внешнему виду представляет собой порошок белого или кремового цвета, расчётный расход 0,1–0,2 тонн/100 м <sup>3</sup> . Применяется в качестве понизителя водоотдачи, регулирования вязкости и реологических свойств бурового раствора. Плотность реагента составляет 1,6 г/см <sup>3</sup> , содержание влаги – 9 %. Содержание вещества в товарном продукте – 60–80 %. ПАЦ-В отличается от КМЦ-9В более высокой степенью замещения на карбоксиметильные группы, что повышает скорость её растворения в пресной и минерализованной воде, но снижает относительную устойчивость к агрессии щелочноземельных катионов. В пресных полимерглинистых растворах расходы ПАЦ-В и КМЦ-9В одинаковы



Окончание таблицы 7

СМЭГ	Смазочная добавка «СМЭГ» является новой разработкой с улучшенными смазочными свойствами. Одновременно обладает ингибирующими свойствами. Сохраняет текучесть при низких (до – 35 °С) температурах. Обладает повышенной стойкостью к температуре. Представляет собой текучую жидкость желтого или коричневого цвета на основе экологически безопасных растительных масел, используемых в пищевой промышленности. Применяется в процессе бурения для снижения липкости и коэффициента трения глинистой корки, для профилактики сальникообразования, в качестве противоприхватной добавки. Рекомендуется производить дополнительную обработку бурового раствора перед спуском обсадной колонны. Плотность реагента составляет 0,93 г/см <sup>3</sup> . Содержание вещества в товарном продукте – 99 %
Полидефом	Пеногаситель «Полидефом» представляет собой непрозрачную жидкость желтого цвета на основе кремнийорганической жидкости. Применяется в качестве эффективного пеногасителя для буровых растворов на водной основе, включая минерализованные. Рекомендуемый расчетный расход 1,0–2,0 кг/м <sup>3</sup> , в зависимости от интенсивности вспенивания. Плотность реагента составляет 1,12 г/см <sup>3</sup> . Содержание вещества в товарном продукте – 90 %
Известь Ca(OH) <sub>2</sub>	Известь – один из наиболее широко распространённых компонентов буровых растворов на углеводородной основе. Рекомендуется поддержание определенного избытка извести в растворе для образования кальциевых мыл и стабилизации эмульсии. Содержание вещества в товарном продукте – 98 %. Плотность реагента составляет 2,2 г/см <sup>3</sup> , содержание влаги – 0,5 %
Полиэконол-Флора	Базовый состав
Полиэконол-Сан	Регулятор реологии
Полиэконол-Стаб	Эмульгатор

### Профилактика поглощений

Предупреждение поглощения промывочной жидкости достигается посредством минимизации чрезмерных давлений на пласты:

1. Эффекты свабирования и поршневания необходимо свести к минимуму, ограничив скорость СПО в открытом стволе не более 0,5 м/с в зависимости от конструкции и профиля скважины, реологических характеристик раствора, в обсаженном – до 1 м/с. Необходимо снизить скорость как спуска, так и подъёма, причём независимо от того, возникают ли поглощения во время бурения или СПО.

В зависимости от длины колонны свабирование и поршневание становится сильнее. При спуске бурильной колонны в скважину на величину поршневания влияет не столько размер поперечного сечения долота и КНБК, сколько движение раствора, увлекаемого спускаемым инструментом.

Чем глубже скважина, тем более значимы ограничения по скорости спуска. Определяющим фактором на эффект поршневания является зазор кольцевого пространства.

2. Чрезмерно высокая скорость проходки сказывается на увеличении количества шлама в кольцевом пространстве, таким образом увеличивая ЭЦП. Необходимо не допускать увеличения содержания шлама в затрубном пространстве выше 4 %.

3. Запуск насосов с высокой подачей также может вызвать поглощение бурового раствора. Часть давления на пласт создаётся в таком случае за счёт работы по разрушению структуры раствора. Другая часть давления является результатом работы по ускорению столба промывочной жидкости до обычного расхода. Восстанавливать циркуляцию необходимо при минимальной подаче буровых насосов.

4. С увеличением кольцевого зазора в скважине снижается вероятность возникновения поглощений бурового раствора, связанных с гидроразрывом пород. Оптимизация гидравлики обеспечивает хорошую очистку ствола скважины от шлама.

5. При спуске каждые 500 м необходимо производить промежуточные промывки.

6. Интервалы, в которых присутствуют пробуренные цементные мосты, необходимо проходить с повышенной осторожностью.

7. При глушении скважины с не перекрытой зоной вероятного поглощения бурового раствора следует избегать резкого повышения удельного веса бурового раствора. В случае превышения ЭЦП бурового раствора над градиентом давления гидроразрыва пласта последствием будет не только поглощение бурового раствора, но и потеря контроля над скважиной.

8. Плотность раствора должна быть минимальной. Это не только повысит скорость бурения, но снизит вероятность поглощения. Необходимо поддерживать СНС на минимальном уровне, необходимым для обеспечения качественного выноса шлама. Довольно часто свойства бурового раствора по причинам, связанным с оптимизацией производства, не могут быть доведены до необходимых для качественной очистки ствола. В таком случае увеличение расхода промывочной жидкости, вращение и



расхаживание бурильной колонны являются альтернативой. В качестве профилактики прокачка вязких пачек улучшит очистку ствола от выбуренной породы. Вязкие пачки лучше готовить на основе раствора из циркуляции с добавлением кольматирующих наполнителей. Они дают временный эффект увеличения реологических параметров – часть кольматантов закупорят каналы ухода промывочной жидкости, а остальная часть отобьётся на выброситах.

Содержание выбуренной породы не должно превышать программных значений.

Важно следить за качеством фильтрационной корки, т.к. толстая корка снижает кольцевой зазор. Применение раствора «Полиэконал Флора» в этой связи имеет такие преимущества, как низкая фильтрация, в т.ч. при высокой температуре и высоком давлении, и, как следствие, тонкая фильтрационная корка не уменьшает диаметр скважины. С другой стороны, высокая ингибирующая способность раствора влечёт снижение коэффициента кавернозности.

## 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., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
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., 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.
6. 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.
7. 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.
8. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
9. 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). – 2019. – № 1. – С. 297–315.
10. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
11. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 162–165.
12. Система бурового раствора «Полиэконал Флора» для Чаяндинского НГК / В.И. Ноздря [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. – № 2. – С. 17–19.
13. Лигносulfонатные реагенты, выпускаемые ЗАО «НПО «Полицелл» для регулирования реологических характеристик буровых растворов / В.И. Ноздря [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 9. – С. 47–48.
14. Технологические свойства и состав системы бурового раствора на синтетической неводной основе «Полиэконал Флора» / В.И. Ноздря [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 9. – С. 63–66.
15. 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.

## 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., Voloshchenko E.Y., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the Construction of Oil and Gas Wells : a Training Manual for University Students. – 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., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – Vol. 1–4.
8. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling Fluids: a training manual. – Novocherkassk : Leek, 2014. – 374 p.



9. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Construction of a regression model for determination of the factors influencing properties and technological parameters of a drilling mud // *Nauka. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin)*. – 2019. – № 1. – P. 297–315.
10. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the drilling agents parameters influence on the differential tack probability // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 97–103.
11. Makarova Ya.A., Egorova A.S. Hydrocarbon-based universal solution for the horizontal wells drilling // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 162–165.
12. System of drilling mud «Polyeconomil Flora» for Chayandinskiy OGK / V.I. Nozdrya [et al.] // *Messenger of Association of drilling contractors*. – 2016. – № 2. – P. 17–19.
13. Lignosulphonate reagents produced by JSC NPO Politzell for regulation of rheological characteristics of the drilling agents / V.I. Nozdrya [et al.] // *Oil. Gas. Innovations*. – 2015. – № 9. – P. 47–48.
14. Technological properties and composition of the drilling mud system on the synthetic non-aqueous basis «Polyeconomil Flora» / V.I. Nozdrya [et al.] // *Oil. Gas. Innovations*. – 2016. – № 9. – P. 63–66.
15. 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 No. 2014620266. Date of entry 12 March 2014. Date of state registration in the Register of Databases 08 May 2014.