



Применение «Сухой смазки» для снижения риска прихватов при спуске хвостовиков под многостадийный гидроразрыв в условиях АВПД

УДК 622.243.24: 622.245.542.3

Д.З. МАХМУТОВ,
заместитель генерального
директора по сервису
– начальник управления по
бурению

А.И. ЯКУНОВ,
начальник службы буровых
растворов

С.С. ЛОЖКИН,
к.х.н., заведующий
лабораторией

А.В. ХРИСТЕНКО,
к.т.н., заместитель начальника
службы буровых растворов
Khristenko@burinteh.com

ООО НПП «БУРИНТЕХ»

С.А. ЧЕРЕВКО,
заместитель генерального
директора по строительству
скважин

М.А. СЫРОЕГИН,
руководитель направления по
буровым растворам
Syroegin.MA@hantos.gazprom-neft.ru

ООО «Газпромнефть – Хантос»

**D. MAKHMUTOV, A. YAKUNOV,
S. LOZHKIN, A. KHRISTENKO,**
NPP «BURINTEKH» LLC
S. CHEREVKO, M. SYROEGIN,
«Gazpromneft – Khantos» LLC



БУРИНТЕХ

Последнее время растет количество скважин, пробуренных с горизонтальным окончанием. При этом большая часть горизонтальных скважин вводится в эксплуатацию с помощью многостадийного разрыва пласта (МСГРП). Очевидно, что данная технология позволяет добиться больших дебитов углеводородов по сравнению с ранее применяемыми методами сообщения скважины и продуктивного пласта. Это и обуславливает увеличение объемов ее применения. Однако при спуске оснастки для проведения МСГРП в горизонтальную скважину существует высокий риск получения прихвата.

По опыту бурения горизонтальных скважин со спуском оснастки для проведения МСГРП в разных регионах известно, что вероятность успешного спуска до проектного забоя снижается при бурении скважин с аномально высоким и низким пластовым давлением (АВПД и АНПД).

Ключевые слова: буровой раствор, горизонтальная скважина, многостадийный гидро-разрыв, аномально высокое и низкое пластовое давление, дифференциальный прихват, спуск хвостовиков, «Сухая смазка»

THE USE OF «DRY LUBRICANT» FOR REDUCING THE RISK OF STICKING DURING LINER RUNNING FOR MULTISTAGE FRACTURING IN AHFP CONDITIONS

Recently the quantity of wells with horizontal ending is growing. Thereat the majority of horizontal wells are put in by means of multistage fracturing. It is obvious that this technology allows achieving better hydrocarbons production rate as compared with previously used methods of well connection with productive formation. This causes the increase of volumes of use. But during running the assembly for multistage fracturing in horizontal well there is the high risk of sticking.

On the experience of drilling horizontal wells with running mountings for multistage fracturing in different regions it is known that the probability of successful running to target depth reduces during drilling wells with abnormal high and low formation pressure.

Keywords: drilling mud, horizontal well, multistage fracturing, abnormal high and low formation pressure, differential sticking, liner running, «Dry lubricant»

Причиной риска получения прихвата при спуске оснастки в горизонтальную скважину являются:

- необходимость «проталкивания» хвостовика в горизонтальном стволе по нижней стенке скважины и, как следствие, высокая прижимающая нагрузка;
- большое количество центрирующих элементов в составе оснастки МСГРП с увеличенным по сравнению с обсадной трубой диаметром (пакеры, циркуляционные клапаны), работающих как поршень;
- протяженная поверхность контакта элементов хвостовика и стенок скважи-

ны при большом избыточном давлении в скважине по отношению к пластовому приводит к чрезвычайно высоким сопротивлениям движению обсадной колонны из-за дифференциального прилипания.

В период с марта по сентябрь 2016 г. на Южной части Приобского месторождения на буровом растворе ООО НПП «БУРИНТЕХ» – «Поликарб БИО» было пробурено 36 скважин с горизонтальным окончанием протяженностью от 600 до 1000 м. Удельный вес бурового раствора при бурении изменялся от 1,14 г/см³ до 1,55 г/см³, причем на некоторых скважи-



По инициативе ООО «Газпромнефть - Хантос» в Испытательной лаборатории буровых растворов ООО НПП «БУРИНТЕХ» для решения проблемы прихватов при спуске хвостовиков для МСГРП проведен ряд испытаний по влиянию «Сухой смазки» (микрошариков) на вероятность дифференциального прихвата.

нах для ликвидации газопроявления перед спуском хвостовика удельный вес увеличивался до 1,67 г/см³. При этом было получено 4 дифференциальных прихвата в процессе спуска хвостовика с оснасткой под МСГРП. Количество прихватов при спуске хвостовиков увеличилось одновременно с увеличением пластовых давлений (для примера на рис. 1 приведен график изменения гидростатического давления БР при бурении и спусках хвостовиков Южно-Приобском месторождении).

В условиях высокой плотности сетки скважин на Южной части Приобского месторождения горизонтальный ствол обычно располагается на участках между рядами, сформированных добывающими и нагнетательными скважинами. Это обстоятельство предполагает бурение горизонтальной секции на участках с приближением к нагнетательным рядам скважин, что приводит к повышенным вероятностям геологических рисков. При вскрытии скважиной целевого интервала прогнозируется подход фронта нагнетаемой воды и связанное с ним аномально высокое пластовое давление (АВПД) пласта, превышающее на 30 – 55 % начальное.

По инициативе ООО «Газпромнефть-Хантос» в Испытательной лаборатории буровых растворов ООО НПП «БУРИНТЕХ» для решения проблемы прихватов при спуске хвостовиков для МСГРП проведен ряд испытаний по влиянию «Сухой смазки» (микрошариков – рис. 2) на вероятность дифференциального прихвата.

Во время выполнения экспериментов в буровой раствор добавляли 25 кг/м³ микрошариков и измеряли момент на сдвиг до и после ввода с помощью прибора «Differential Sticking Tester» производства OFITE. Эксперименты производились с растворами, приготовленными в лаборатории и отобранными непосредственно на буровой. Оценивалось влияние микрошариков на момент, необходимый для сдвига при дифференциальном прихвате для: 1) минерализованного KCl-полимерного раствора для бурения в продуктивном пласте «Поликарб БИО»; 2) высоко-ингибированного бурового раствора с применением двухвалентных солей «МУЛЬТИБУР».

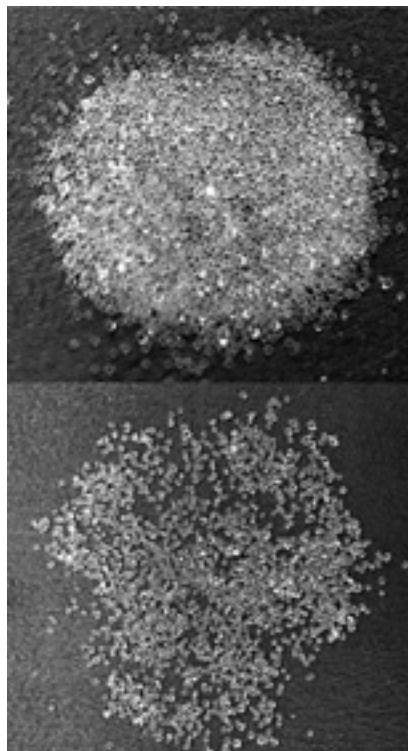


Рис. 2. «Сухая смазка»

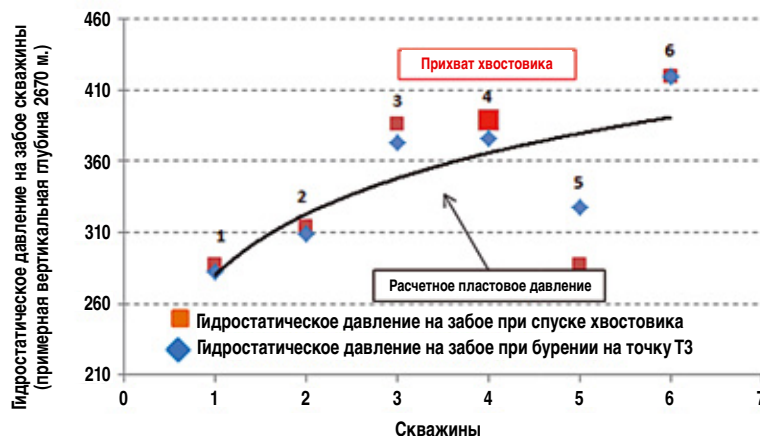


Рис. 1. Изменение гидростатического давления бурового раствора при бурении и спусках хвостовиков на Южно-Приобском месторождении

Для экспериментов использовался модифицированный аппарат для тестирования дифференциального прихвата OFITE Differential Sticking Tester. Суть модификации заключается в создании статического фиксированного прижимающего усилия, а также добавлении промежуточного штока, позволяющего измерять момент на сдвиг при вращении диска относительно фильтрационной корки под нагрузкой в среде тестируемого бурового раствора.



Рис. 3. Формирование фильтрационной корки

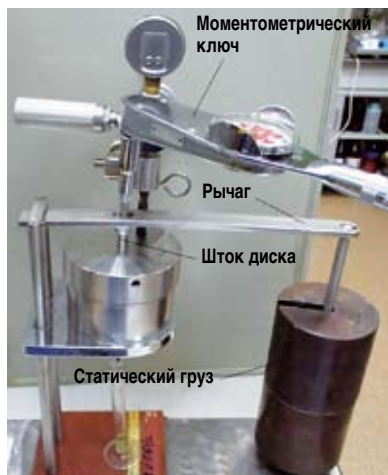


Рис. 4. Измерение момента на сдвиг после получения дифференциального прихвата диска под статической нагрузкой

С октября 2016 г. на Южной части Приобского месторождения с применением бурового раствора ООО НПП «БУРИНТЕХ» - «Поликарб БИО» было пробурено более 10 скважин с горизонтальным окончанием, в том числе с повышенным пластовым давлением. На всех скважинах в интервал горизонтального ствола устанавливалась пачка бурового раствора без наработанной активной твердой фазы с удельным весом 1,20 г/см³ - 1,25 г/см³ и добавлением 20 - 25 кг/м³ «Сухой смазки». При этом удельный вес бурового раствора во время бурения достигал 1,64 г/см³. Прихватов при спуске хвостовиков под МСГРП не отмечалось.

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Для экспериментов использовался модифицированный аппарат для тестирования дифференциального прихвата OFITE Differential Sticking Tester. Суть модификации заключается в создании статического фиксированного прижимающего усилия, а также добавлении промежуточного штока, позволяющего измерять момент на сдвиг при вращении диска относительно фильтрационной корки под нагрузкой в среде тестируемого бурового раствора.

Исследуемый раствор заливают в камеру до метки. В крышку вставляют диск с плоским торцом, создающий крутящий момент. Собирают аппарат, устанавливая блок высокого давления на штоке клапана крышки (рис. 3). Подают давление 35 атм. (500 psi) в рабочую камеру. Открывают нижний клапан. В течение 15 минут осуществляется фильтрация исследуемого бурового раствора для формирования фильтрационной корки.

Записывают объем фильтрата за 15 минут, с помощью рычага приводят в соприкосновение диск с фильтрационной коркой и фиксируют статический груз (массой 10,5 кг – эквивалентно осевому прижатию штока клапана 40 кг) на конце рычага (рис. 4).

В таком состоянии установку выдерживают 10 минут, затем убирают груз. Если шток диска остался в нижнем положении (прижат к фильтрационной корке), то произошел прихват.

Если после выдерживания под нагрузкой в течение 10 минут диск поднимается в верхнее положение, то прихват не образовался. В этом случае статический груз устанавливают обратно, прижимая диск к корке, и в таком состоянии измеряют момент T_u (под нагрузкой, как на рис. 4). Производят два замера с интервалом в 10 минут. Полученные значения момента фиксируют в лабораторном журнале.

ИЗМЕРЕНИЕ МОМЕНТА НА СДВИГ ДИСКА ПОД ВЕСОМ СТАТИЧЕСКОГО ГРУЗА И СТАНДАРТНОМ ДАВЛЕНИИ 35 АТМ. (500 PSI.) ПОСЛЕ ПОЛУЧЕНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ПРИХВАТА

Статический груз устанавливают на рычаг и прижимают диск к фильтрационной корке. В таком состоянии делают замер момента (под нагрузкой, как на рис. 3).

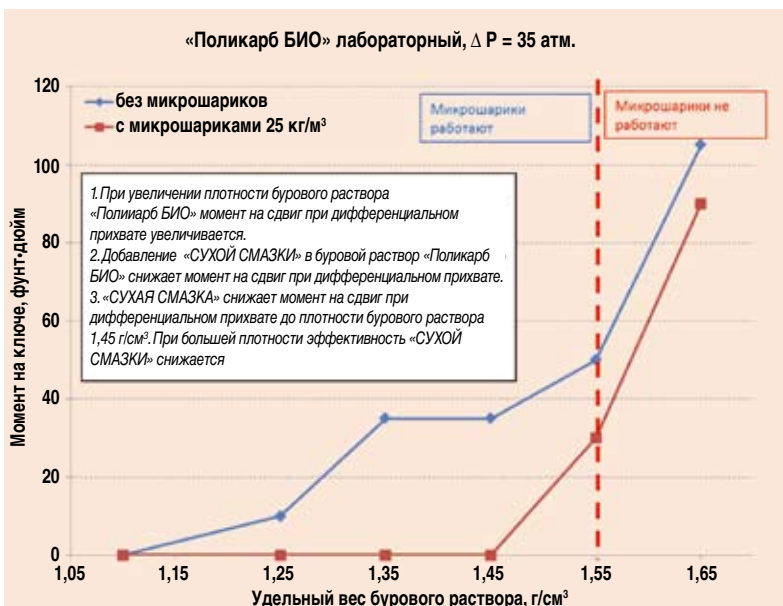


Рис. 5. Изменение момента на сдвиг при дифференциальном прихвате с буровым раствором «Поликарб БИО» без загрязнения активной твердой фазой

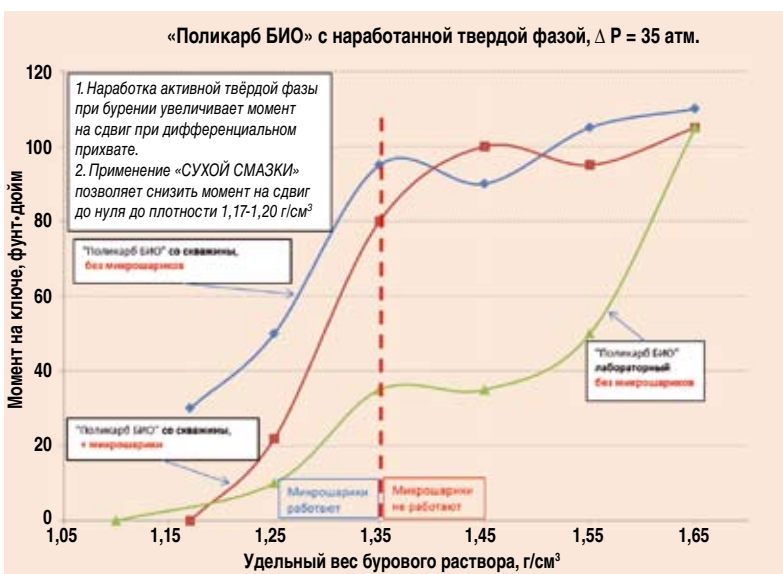


Рис. 6. Изменение момента на сдвиг с буровым раствором «Поликарб БИО», отобранного на реальной скважине (МВТ=14 кг/м³)



Производят два замера с интервалом в 10 минут. Полученные значения момента T_i фиксируют в лабораторном журнале.

Коэффициент объемной прихватоопасности K_{sc} (для стандартного давления 500 psi и диска радиусом 1 дюйм) рассчитывается исходя из измеренного момента вращения:

$$K_{sc} = 0,001 * T_i,$$

где T_i – момент на ключе фунт*дюйм.

В качестве критерия для оценивания влияния добавок к буровым растворам выбран момент на ключе, необходимый для сдвига прилипшего металлического диска к фильтрационной корке в ходе выполнения эксперимента (момент на сдвиг после получения дифференциального прихвата, далее просто – момент на сдвиг). Чем выше момент на сдвиг, тем выше вероятность получения дифференциального прихвата, как при бурении, так и при спуске хвостовика.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

В первую очередь оценивалось изменение момента на сдвиг с увеличением плотности бурового раствора «Поликарб БИО» без загрязнения активной твердой фазой (рис. 5).

Далее исследовали изменение момента на сдвиг с увеличением плотности бурового раствора «Поликарб БИО», отобранного на реальной скважине Южно-Приобского месторождения (раствор содержит наработанную активную твердую фазу, МВТ=14 кг/м³) (рис. 6).

Как видно, нарабатываемая в процессе бурения твердая фаза ухудшает противприхватные свойства раствора.

Также оценивалось изменение толщины фильтрационной корки (полученной после эксперимента, моделирующего дифференциальный прихват) с увеличением плотности бурового раствора и влияние толщины фильтрационной корки на эффективность работы «Сухой смазки» (рис. 7).

Далее оценивалось изменение момента на сдвиг для раствора «МУЛЬТИБУР», приготовленного в лаборатории без загрязнения глинистым шламом и с загрязнением (рис. 8 и 9).

В качестве критерия для оценивания влияния добавок к буровым растворам выбран момент на ключе, необходимый для сдвига прилипшего металлического диска к фильтрационной корке в ходе выполнения эксперимента (момент на сдвиг после получения дифференциального прихвата). Чем выше момент на сдвиг, тем выше вероятность получения дифференциального прихвата, как при бурении, так и при спуске хвостовика.

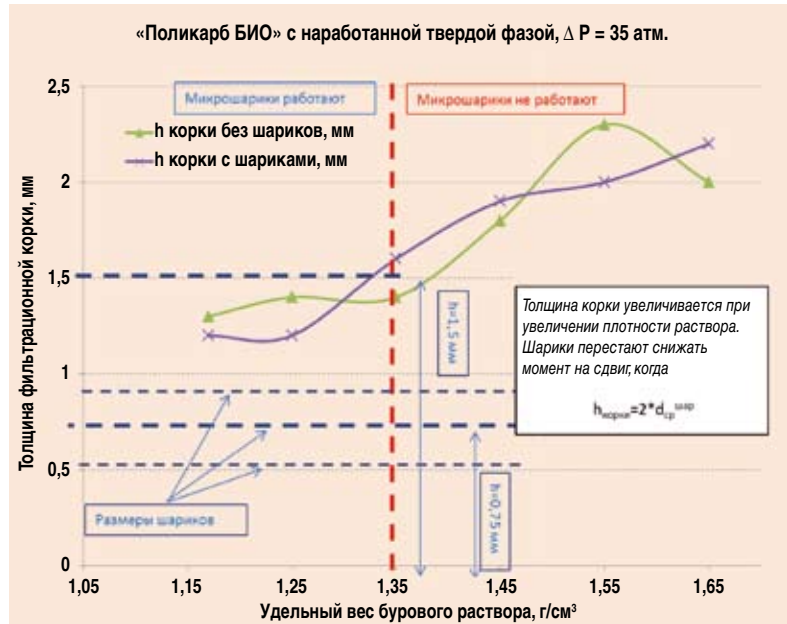


Рис. 7. Изменение толщины фильтрационной корки для бурового раствора «Поликарб БИО», отобранного на реальной скважине при увеличении плотности

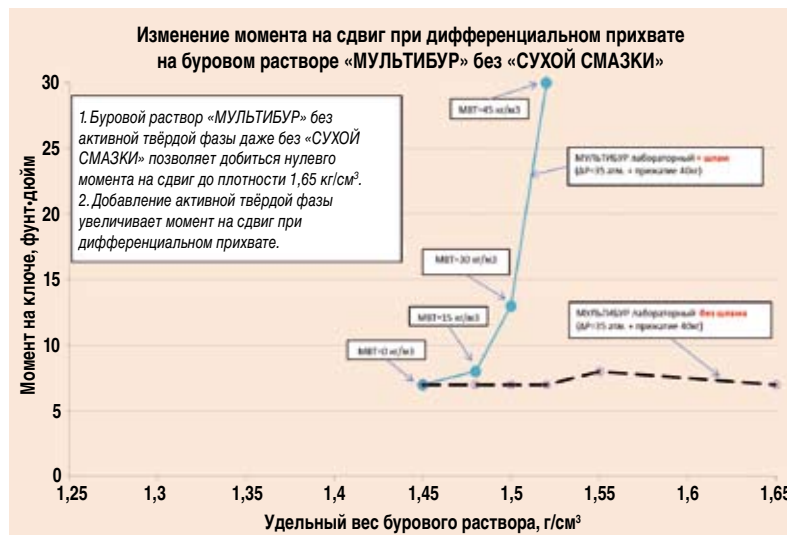


Рис. 8. Изменение момента на сдвиг с буровым раствором «МУЛЬТИБУР» без «Сухой смазки»



Рис. 9. Изменение момента на сдвиг с буровым раствором «МУЛЬТИБУР» с «Сухой смазкой»



В итоге получены следующие экспериментальные данные (табл.):

Факторы, влияющие на вероятность получения дифференциального прихвата при бурении горизонтов и спуске хвостовиков под МСГРП, выявленные в ходе экспериментов:

1. При увеличении плотности буровых растворов (без наработанной активной твердой фазы) увеличивается и момент на сдвиг;

2. Толщина корки увеличивается при увеличении плотности раствора. Микрошарики перестают снижать момент на сдвиг, когда: $h_{корки} = 2 \cdot d_{шар}$;

3. Добавление «Сухой смазки» в буровой раствор (без наработанной активной твердой фазы) снижает момент на сдвиг;

4. Нарботка активной твердой фазы при бурении увеличивает момент на сдвиг;

5. «Сухая смазка» снижает момент на сдвиг до плотности бурового раствора «Поликарб БИО» (без наработанной активной твердой фазы), равной 1,45 г/см³. При дальнейшем увеличении плотности эффективность «Сухой смазки» снижается;

6. Добавление в «Поликарб БИО» с наработанной активной твердой фазой (МВТ=14 кг/м³) «Сухой смазки» снижает до минимума момент на сдвиг при удель-

ном весе до 1,20 г/см³. При большей плотности эффективность «Сухой смазки» снижается;

7. Свеже приготовленный буровой раствор «МУЛЬТИБУР» (без наработанной активной твердой фазы) даже без «Сухой смазки» позволяет добиться минимального момента на сдвиг до плотности 1,65 г/см³;

8. Добавление в «МУЛЬТИБУР» с наработанной активной твердой фазой (МВТ=45 кг/м³) «Сухой смазки» снижает до минимума момент на сдвиг до удельного веса 1,65 г/см³.

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ

С октября 2016 г. на Южной части Приобского месторождения с применением бурового раствора ООО НПП «БУРИНТЕХ» – «Поликарб БИО» было пробурено более 10 скважин с горизонтальным окончанием, в том числе с повышенным пластовым давлением. На всех скважинах в интервал горизонтального ствола устанавливалась пачка бурового раствора без наработанной активной твердой фазы с удельным весом 1,20 г/см³ – 1,25 г/см³ и добавлением 20 – 25 кг/м³ «Сухой смазки». При этом удельный вес бурового раствора во время бурения достигал 1,64 г/см³. Прихватав при спуске хвостовиков под МСГРП не отмечалось.

Таким образом, при получении проблемы, связанной с прихватами во время спуска хвостовиков для проведения МСГРП, произведены совместные (заказчик – подрядчик) научно-исследовательские и промысловые испытания. На их основе разработаны мероприятия по снижению рисков. Внедрение разработанных мероприятий позволило снизить риск получения осложнений как на скважинах с нормальным пластовым давлением, так и на скважинах с АВГД.

Табл. Влияние «Сухой смазки» на сдвиг при дифференциальном прихвате для разных типов бурового раствора (давление 35 атм. + прижатие 40 кг), фунт*дюйм

Буровой раствор	Без микрошариков	С микрошариками 25 кг/м ³
«Поликарб БИО» лабораторный, ρ=1,25 г/см ³	24	6
«Поликарб БИО» лабораторный, ρ=1,45 г/см ³	55	9
«Поликарб БИО» лабораторный, ρ=1,65 г/см ³	155	155
«Поликарб БИО», отобранный на реальной скважине (МВТ=14 кг/м ³), ρ=1,17 г/см ³	50	6
«Поликарб БИО», отобранный на реальной скважине (МВТ=14 кг/м ³), ρ=1,45 г/см ³	115	120
«Поликарб БИО», отобранный на реальной скважине (МВТ=14 кг/м ³), ρ=1,65 г/см ³	127	120
МУЛЬТИБУР лабораторный, ρ=1,25 г/см ³	7	6
МУЛЬТИБУР лабораторный, ρ=1,45 г/см ³	8	7
МУЛЬТИБУР лабораторный, ρ=1,65 г/см ³	8	7
МУЛЬТИБУР 1,45 лабораторный с имитацией загрязнения (МВТ=45 кг/м ³), ρ=1,52 г/см ³	50	7

