

# Влияние бурового раствора и последующей обработки терригенных коллекторов кислотным и кислотно-деэмульгаторным растворами на их проницаемость

**Influence of drilling mud and subsequent treatment by acid and acid-demulsifier solutions on permeability of sandstone reservoirs**

M.Yu. Zubkov, A.G. Potapov, Sh.Sh. Ilyasov, E.G. Mamedov  
(West-Siberian Geological Centre LLC, RF, Tyumen)

E-mail: sibgc@yandex.ru

**Keywords:** drilling mud, acid mixture, permeability build-up

The article presents results of experiments on models of filtration across sand and silt deposits of Low Cretaceous age of one of the fields in Western Siberia. Models were treated by drilling mud and subsequent by different acid mixtures to restore their permeability. We observed fall-off in permeability of granular reservoir in the result of drilling fluid (mud) pumping. Partial removal of mud cake formed under the action of the differential pressure on it from the 'reservoir' of about 7 MPa led to restoration of the permeability of a reservoir model only 18-21 % of their original permeability. Using post-processing reservoir model by acid mixture allowed to increase model permeability to 36-37% of its initial permeability and demulsification - up to 50-58%. The results can be used in the secondary formation exposing granular reservoir in order to increase their productivity. The effect of the mixtures used in the experiments is, firstly, in the chemical decomposition formed mud cake and, secondly, in the destruction of the water-hydrocarbon emulsion.

**С** целью максимального снижения отрицательного влияния бурового раствора на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) прискважинной зоны продуктивных пластов вследствие ее кольматации присутствующими в составе буровых растворов компонентами используют разнообразные многокомпонентные технологические смеси. В данной статье рассматриваются результаты исследований механизма восстановления проницаемости гранулярных пород-коллекторов, входящих в состав неокомских отложений (пласт БУ<sub>8</sub>) одного из месторождений Западной Сибири, при использовании поликомпонентных кислотных и кислотно-деэмульгаторных растворов в условиях, моделирующих пластовые.

Целью работы является определение эффективности восстановления начальной проницаемости модели продуктивного пласта при применении для этого трех различных методов удаления глинистой корки: 1) обратной фильтрации керосина, применяемого в качестве модели нефти; 2) использовании кислотной композиции; 3) обработки кислотно-деэмульгаторным раствором.

**М.Ю. Зубков, К.Г.-М.Н.,  
А.Г. Потапов,  
Ш.Ш. Ильясов,  
Э.Г. Мамедов**  
(ООО «ЗапСибГЦ»)

Адрес для связи: sibgc@yandex.ru

**Ключевые слова:** буровой раствор, кислотные смеси, восстановление проницаемости

**DOI: 10.24887/0028-2448-2017-5-12-16**

## Аппаратура и методики

Исследования проводились на коллекции цилиндрических образцов керна стандартного размера (диаметром и длиной 30 мм), отобранных из нефтенасыщенной части пласта, по которым были определены пористость  $K_p$ , проницаемость  $k$ , водоудерживающая способность  $K_{w,c}$ , смачиваемость, плотность и минеральный состав обломочной и цементирующей частей. Исходя из полученных значений  $k$  были сформированы модели коллектора по три образца в каждой (с близкими величинами  $k$ ) для проведения фильтрационных экспериментов с буровым и технологическими растворами в условиях, моделирующих пластовые.

Минеральный состав пород-коллекторов исследовался с использованием оптической микроскопии (Nikon EK-LIPS ELV100 POL) и рентгеноструктурного анализа на приборе «ДРОН-4». Структура порового пространства образцов до и после экспериментов изучалась в прозрачных петрографических шлифах, прокрашенных смолой голубого цвета, с использованием метода центрифугирования (центрифуги рефрижераторного типа РС-6) с построением капиллярных кривых, на основе которых рассчитывались размеры пор в образцах. Для определения содержания в образцах флюидов применялся ядерно-магнитный релаксометр «Хроматэк Протон 20М». Прибор позволяет установить объемное водородосодержание, которое для краткости условно назовем пористостью по данным ядерно-магнитного резонанса (ЯМР)  $K_{ЯМР}$ . Фильтрационные эксперименты проводились на специальной установке УФ-2, позволяющей моделиро-

вать пластовые (термобарические) условия. Ее технические характеристики приведены ниже.

Давление, МПа:

горное .....	До 60
поровое .....	До 25
Температура, °С .....	До 125
Скорость фильтрации, см <sup>3</sup> /ч .....	0,1–400

#### Моделирование направления

фильтрации ..... Прямое и обратное  
В качестве моделей пластовых флюидов использовались керосин и раствор NaCl заданной концентрации.

Эксперименты по оценке влияния бурового раствора на проницаемость моделей исследуемого пласта (первый метод исследований) выполнялись при перепаде давления  $\Delta p_{б,п}$ , определяемом по формуле

$$\Delta p_{б,п} = P_{бур} - P_{пл}, \quad (1)$$

где  $P_{бур}$ ,  $P_{пл}$  – давление соответственно бурового раствора и пластовое.

Через подготовленную модель коллектора, имеющую общую длину около 10 см с созданной в ней остаточной водонасыщенностью  $K_{в,о}$ , условно принятой равной  $K_{в,с}$  образцов, со стороны пластика прокачивалась модель пластового флюида (керосин) и определялась его начальная проницаемость  $k_0$  при трех различных скоростях. Со стороны «скважины» в течение 5 ч прокачивался буровой раствор с постоянным перепадом 3 МПа на концах модели. После этого со стороны пластика вновь прокачивался керосин для срыва буровой «корки» и определялась конечная проницаемость  $k_1$ .

Коэффициент восстановления проницаемости, характеризующий изменение (ухудшение) проницаемости исследуемого керна после воздействия на него бурового раствора, рассчитывался по формуле

$$\beta = (k_1/k_0) \cdot 100 \%. \quad (2)$$

Эксперименты по оценке влияния бурового раствора и последующей его обработки кислотным составом на проницаемость моделей пластика (второй метод экспериментов) проводились по похожей методике, но с некоторыми отличиями, которые заключались в следующем.

После воздействия бурового раствора на пласт без вызова «притока» (см. первый метод) образец керна обрабатывался кислотным составом, содержащим грязевую кислоту ( $HCl+HF$ ), лимонную кислоту, метиловый спирт, ингибитор коррозии «Нефтехим-1М». Смесь продавливается со скоростью 80 мл/ч до достижения стабильного перепада давления и оставляется в модели для реакции с образовавшейся коркой бурового раствора на 3 ч. Далее со стороны пластика вновь прокачивался керосин с постоянной скоростью. При этом фиксировались перепад давления, время фильтрации, объем прокачанного керосина. Затем определялась конечная проницаемость  $k_1$  и по формуле (2) рассчитывался коэффициент  $\beta$ .

Опыты по оценке влияния бурового раствора и последующей обработки кислотно-дезмульгаторным составом на проницаемость моделей пластика (третий

метод) выполнялись по схеме, подобной описанной выше, но со следующими отличиями. После воздействия бурового раствора на пласт без вызова притока образец обрабатывался керосином, фильтровавшимся в том же направлении, что и буровой раствор (в количестве не менее 2/3 всего порового объема модели пластика). Затем выполнялась обработка кислотно-дезмульгаторным раствором, в состав которого входили грязевая кислота, лимонная кислота, 4 % метилового спирта, ингибитор коррозии «Нефтехим-1М», дезмульгатор PlastFree. Смесь продавливается со скоростью 80 мл/ч до достижения стабильного перепада давления и оставляется в модели пластика на 3 ч для реакции ее с коркой бурового раствора. После этого со стороны пластика вновь прокачивался керосин с постоянной скоростью. Как и в предыдущих опытах, фиксировались перепад давления, продолжительность фильтрации и объем прокачанного керосина. Затем определялись конечная проницаемость  $k_1$  и коэффициент  $\beta$ .

#### Результаты исследований

Использованный в экспериментах буровой раствор имел вязкую консистенцию и состоял главным образом из тонкодисперсной смеси барита (30 %), кальцита (22 %), каолинита (20 %), кварца (14 %), примеси полевых шпатов (8 %) и гидрослюд (6 %). По данным ЯМР жидкие компоненты в нем представлены водой (17 %) и углеводородами (83 %) (рис. 1). Судя по очень малому времени  $T_2$  обе жидкости активно взаимодействуют с минеральными тонкодисперсными фазами. При этом вода связана главным образом с глинистыми минералами, в то время как углеводороды – с баритом и карбонатами, зерна которых имеют более крупные размеры, чем частицы глины.

В прозрачном петрографическом шлифе хорошо видно, что буровой раствор характеризуется неоднородной консистенцией: водонасыщенные бесцветные участки сложены в основном глинистыми минералами, бурые участки, содержащие углеводороды, концентрируют преимущественно кальцитовый и баритовый материал (см. рис. 1, а, б). Это подтверждается высокими интерференционными цветами мелких частиц на бурых участках, насыщенных углеводородами, снятых в поля-

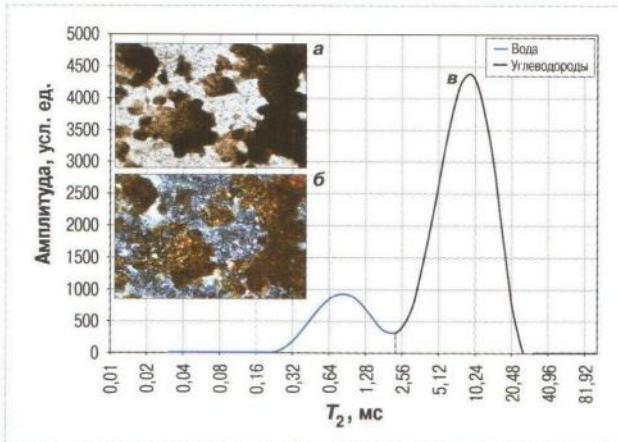


Рис. 1. Фотографии прозрачных петрографических шлифов бурового раствора, полученные без анализатора (а) и с анализатором (б), и спектр ЯМР (в) ( $T_2$  – время спин-спиновой релаксации; увеличено в 100 раз)

Таблица 1

Метод удаления глинистой корки	$K$ по газу, $10^{-3} \text{ мкм}^2$	$K_{\text{тр}}$ , %	$K_{\text{в.с.}}$ , %	Глинистость, %	Карбонатность, %	Характер смачиваемости (по Амотту)	Размер пор, мкм
1	21,1	15,0	34,4	6,1	0,8	Преимущественно гидрофобный	5,45-124,19
2	46,7	15,0	28,0	6,0	1,0	Преимущественно гидрофобный	5,18-114,68
3	41,9	16,2	31,5	5,5	1,5	Гидрофобный	5,27-154,98

Примечание. Минерализация модели пластовой воды составляла 35,63 г/л.

ризованным свете с анализатором (см. рис. 1, а, б). Ассоцирование углеводородов с тонкодисперсными частицами барита и кальцита объясняется также тем, что при взаимодействии, по крайней мере карбонатов с углеводородами, их поверхность становится гидрофобной, начинает смачиваться преимущественно углеводородами, а не водой (М.Ю. Зубков, Г.П. Сотникова, И.А. Прямоносова, 1990 г.). Кроме того, в шлифе хорошо видно, что углеводороды и вода образовали эмульсию, которая при попадании в поровое пространство коллекторов резко снижает их проницаемость.

Усредненные фильтрационные параметры моделей продуктивного пласта БУ<sub>8</sub> приведены в табл. 1. Отобранные образцы представлены алевритовыми мелкозернистыми песчаниками и песчанистыми крупнозернистыми алевролитами. Обломочная часть гранулярных пород-коллекторов состоит преимущественно из остроугольных и полуокатанных зерен кварца (33–62 %) и кислых плагиоклазов (20–55 %). Содержание обломков пород, представленных, как правило, различными типами сланцев, составляет около 10–15 %, калиевых полевых шпатов – 5–14 %. Встречаются лейсты (пластинки) слюд и хлоритов (3–5 %).

Цемент преимущественно глинистый, причем главным глинистым минералом является эпигенетический поровый каолинит (75–85 %). Остальные глинистые минералы находятся в подчиненном количестве: хлорит (10–15 %), гидрослюды (4–6 %) и смешанослойные образования на основе гидрослюды и монтмориллонита (2–4 %). Суммарное содержание глинистого цемента изменяется от 5 до 8 %. В поровом пространстве в небольшом количестве присутствует карбонатный цемент контактного, реже порового, типа, представленный кальцитом (0,5–2,5 %).

Первый образец модели, в торец которого поступал буровой раствор, будем называть входным, второй – центральным, третий – выходным. После прокачки через модель пласта бурового раствора на торце входного образца формировалась плотная корка толщиной около 5 мм. Чтобы сорвать эту корку хотя бы частично, требовалось создать перепад давления на концах модели около 7 МПа (рис. 2). Момент частичного отрыва корки бурового раствора фиксировался по снижению перепада давления на концах модели, величина которого уменьшалась в 2–3 раза (см. рис. 2). В прозрачных петрографических шлифах хорошо видно, что буровой раствор заполнил самые крупные поры входного образца, мелкие поры остались свободными (рис. 3).

После прокачки бурового раствора и последующей обработки кислотным составом (второй метод) на торцах входных образцов отсутствовала плотная корочка из минеральных компонентов, входящих в состав бурового раствора. Перепад давления на концах модели пласта для срыва корочки бурового раствора не потребовался, и фильтрация керосина из пласта началась практически

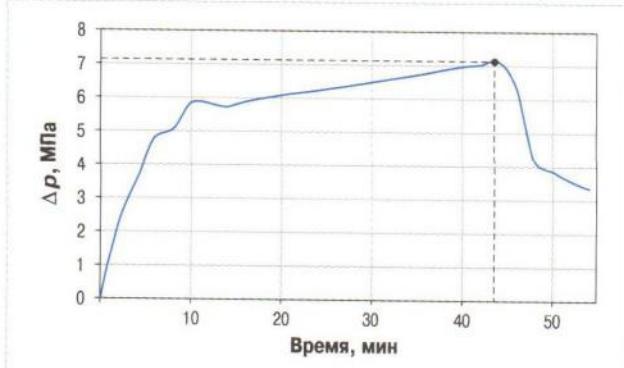


Рис. 2. Изменение перепада давления  $\Delta P$  на концах модели до момента срыва буровой корки (первый метод)

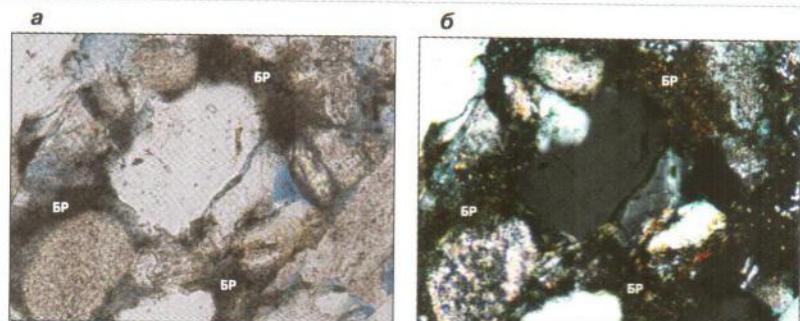


Рис. 3. Фотографии прозрачного петрографического шлифа, прокрашенного голубой смолой, изготовленного из входного образца после прокачки через него бурового раствора (первый метод), которые были получены без анализатора (а) и с анализатором (б) (увеличено в 400 раз; БР – буровой раствор)

сразу (при перепаде давления около 0,1–0,2 МПа). В последней серии экспериментов (третий метод), так же как и в предыдущей серии опытов, плотная корка бурового раствора не образовывалась. Более того, наблюдалось довольно интенсивное разрушение торца входного образца. По этой причине фильтрация керосина в направлении из пласта начиналась при минимальном градиенте давлений на концах модели (0,1–0,2 МПа).

Микроскопические исследования петрографических шлифов показали, что присутствие минеральных примесей в буровом растворе фиксируется лишь в торцевой части входного образца независимо от метода. В шлифах, изготовленных из противоположного торца входного образца и тем более последующих образцов, минеральные компоненты бурового раствора в поровом про-

странстве не фиксируются. Отмечается лишь слабое изменение окраски цвета шлифа (появление буроватого оттенка) из-за присутствия тонких пленок углеводородов на поверхности обломочных зерен и глинистых минералов, входящих в состав цемента. Следовательно, минеральная составляющая проникает лишь на глубину первых миллиметров в поровое пространство входного образца, а через всю модель пласта проходят только жидкости, входящие в состав бурового раствора.

Это наглядно видно на фотографии шлифов, полученной с анализатором, где мелкие частицы кальцита и барита, вошедшие в поровое пространство образца, выделяются повышенными интерференционными цветами (см. рис. 3). Поры, заполненные буровым раствором, на снимке петрографических шлифов, полученного без анализатора, характеризуются буроватым оттенком (см. рис. 3). У шлифа, изготовленного из образца, исследованного по второму методу, мелких частиц кальцита, обладающих высокими интерференционными цветами, в поровом пространстве торцевой части входного образца значительно меньше, чем в образце первого метода. Это свидетельствует о том, что основная часть карбонатного наполнителя бурового раствора растворена кислотным составом. Тонкодисперсные глинистые минералы, входящие в состав бурового раствора, также были в различной степени растворены кислотным составом, поэтому не образовалось твердой корки бурового раствора на торце входного образца в этом эксперименте. Необходимо обратить внимание на то, что кислотный состав практически не взаимодействовал с эпигенетическим кальцитом, заполняющим небольшую часть пор в образцах, а в основном фильтровался по открытым самым крупным порам, не содержащим карбонатный цемент. В связи с отмеченным пористостью образцов не увеличилась, как следовало ожидать, если бы кислоты, входящие в состав закачиваемой композиции, растворяли и поровый карбонатный цемент.

В шлифах, изготовленных из образца, исследованного третьим методом и сфотографированного с анализатором, установлено, что в составе компонентов бурового раствора, вошедшего в поры входного образца, полностью отсутствуют минеральные частицы, представленные по крайней мере карбонатами. Вероятно, разрушение эмульсии деэмульгатором способствовало проникновению и более полному протеканию реакции кислотного состава с минеральными компонентами бурового раствора. Следовательно, бурое вещество, заполнившее поры входного образца, представлено углеводородами и деэмульгатором. Присутствие этих компонентов отмечается также в центральных и выходных образцах. Концентрация компонентов закономерно уменьшается при переходе от внешних торцов входных образцов (со стороны скважины) к внешним торцам выходных образцов (со стороны пласта).

Таблица 2

Метод удаления глинистой корки	Снижение (-) и увеличение (+) по результатам капиллярометрии доли пор, %			К <sub>п</sub> <sup>ЯМР</sup> , %, по результатам ЯМР при				β, %
	крупных (13,3-83,4 мкм)	средних (0,5-13,3 мкм)	мелких (<5 мкм)	100%-ной водонасыщенности	K <sub>в.с</sub>	K <sub>в.с</sub> + керосин	K <sub>в.с</sub> + керосин + буровой раствор	
1	-(19,1-11,0)	+(9,0-10,5)	+(0,2-0,6)	13,52-15,64	4,66-5,67	12,74-14,6	11,66-13,08	18-21
2	-(4,0-8,0)	+(3,0-10,0)	+1,0	13,98-15,21	4,21-4,77	13,66-14,34	13,11-13,96	36-37
3	-(2,2-5,2)	+(1,6-9,4)	+4,1	14,86-17,04	4,43-5,89	13,84-15,94	12,81-15,7	50-58

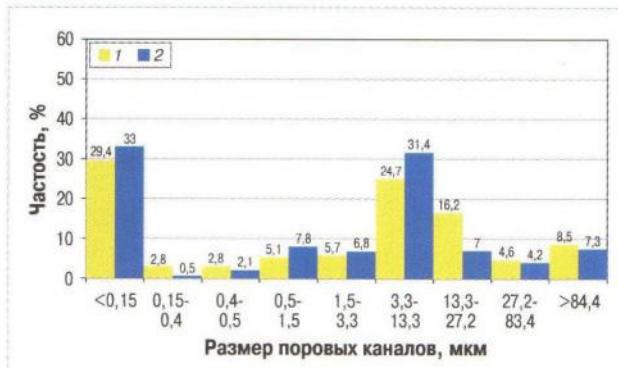


Рис. 4. Распределение пор по размерам во входном образце до (1) и после (2) прокачки через него бурового раствора

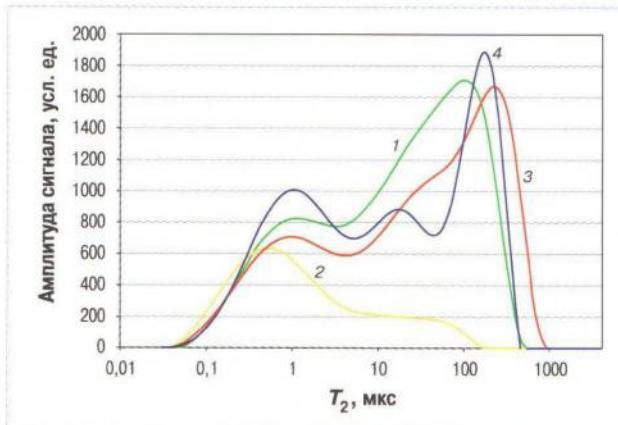


Рис. 5. Спектры ЯМР входного образца до и после воздействия на него сначала буровым раствором, затем кислотным составом (второй метод):

1 – 100 % воды ( $K_{\text{п}}^{\text{ЯМР}} = 15,2 \%$ ); 2 –  $K_{\text{в.с}} (K_{\text{п}}^{\text{ЯМР}} = 4,8 \%)$ ; 3 – донасыщение керосином ( $K_{\text{п}}^{\text{ЯМР}} = 14,3 \%$ ); 4 – после эксперимента ( $K_{\text{п}}^{\text{ЯМР}} = 14 \%$ )

Вывод о том, что в первую очередь минеральными компонентами бурового раствора забивались наиболее крупные открытые (свободные от глинистого и иного типа цемента) поры, подтверждают данные капиллярометрических исследований структуры порового пространства образцов, полученные с помощью центрифуги (рис. 4).

При проведении исследований методом ЯМР с целью определения распределения флюидов в порах образцов и объемного водородосодержания на каждом образце проводились по четыре замера (рис. 5). Анализируя кривые релаксации, можно отметить, что максимальное объемное водородосодержание или  $K_{\text{п}}^{\text{ЯМР}}$  имеют исходные образцы, поровое пространство которых полностью насыщено моделью пластовой воды (табл. 2). Уменьшение значений  $K_{\text{п}}^{\text{ЯМР}}$  донасыщенных керосином образцов произошло не в результате снижения их пористости, а вследствие того, что объемное водородосодержание керосина меньше, чем воды. Уменьшение пористости после окончания экспериментов объясняется двумя основными причинами: во-первых, заполнением порового пространства

минеральными частицами, содержащимися в буровом растворе, что снижает объем открытых пор; во-вторых, меньшим объемным водородосодержанием бурового раствора по сравнению с керосином и водой. Небольшое смещение спектра ЯМР в область более короткого времени  $T_2$  связано с большими вязкостью и плотностью углеводородов, входящих в состав бурового раствора, по сравнению с керосином, заполнившим до этого момента поры образца (см. рис. 5).

Коэффициент  $\beta$  после воздействия на модели пласта бурового раствора и последующего взаимодействия с кислотным составом (второй метод) возрос по сравнению с коэффициентом  $\beta$ , полученным при первом методе, в 1,8–2 раза (см. табл. 2). Проведение фильтрационных экспериментов по третьему методу показало увеличение  $\beta$  в 1,4–1,6 и 2,8 раза по сравнению с коэффициентом  $\beta$ , полученным соответственно при первом и втором методах (см. табл. 2).

### Выводы

- Использованный в опытах буровой раствор представлял собой гетерогенную полифазную систему, состоящую из глинисто-водной, барит-кальцит-углеводородной смесей и углеводородной эмульсии; разделение на глинисто-водную и барит-кальцит-углеводородную фазы обусловлено главным образом различным харак-

тером смачиваемости поверхностей минеральных частиц по отношению к воде и углеводородам.

- На торцах входных образцов при прокачке через модели продуктивного пласта бурового раствора формировались плотные корочки, сложенные, преимущественно минеральными компонентами бурового раствора, которые резко снижали их проницаемость. Минеральные компоненты проникали лишь на глубину первых миллиметров в поровое пространство входных образцов, в то время как жидкости, входящие в их состав, фильтровались через всю длину моделей пласта.

- Максимальные изменения структуры порового пространства моделей наблюдаются во входных образцах, в торцы которых в первую очередь поступал буровой раствор. Они выражаются в уменьшении доли крупных пор и увеличении доли пор среднего и небольшого размеров.

- Для частичного восстановления проницаемости модели пласта после воздействия на него бурового раствора следует создавать значительный перепад давления со стороны пласта, необходимый для срыва корки бурового раствора.

- Использование кислотно-дезмульгаторного состава максимально увеличивает коэффициент восстановления проницаемости моделей пласта, поэтому его следует применять при освоении скважин в условиях рассматриваемого продуктивного пласта.

**24-я международная специализированная выставка**

# НЕФТЬ & ГАЗ & НЕФТЕХИМИЯ

При поддержке:  
Правительства Республики Татарстан и Президента Республики Татарстан

**ТАТАРСТАНСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ**

**www.oilexpo.ru**

16+  
Бюджетная выставка с ограниченным количеством участников

6-8 СЕНТЯБРЯ Казань, 2017

Нефтегаз и нефтепереработка: современное производство, технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа

Добыча нефти и газа

Деловая программа выставки - активная площадка, содействующая развитию науки и бизнеса

420059, г. Казань Оренбургский тракт, 8  
ОАО «Казанская ярмарка»  
тел./факс: +7 (843) 570-51-14, 570-51-11  
e-mail: expokazan02@mail.ru, d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru  
www.expokazan.ru