

# МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ТЕРРИГЕННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ И ОБРАБОТКИ РАЗЛИЧНЫМИ РАСТВОРАМИ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ИХ ПРОНИЦАЕМОСТИ

М. Ю. Зубков, А. Г. Потапов, Ш. Ш. Ильясов, Э. Г. Мамедов

ООО «ЗапСибГЦ», г. Тюмень, ZubkovMYu@mail.ru

## АННОТАЦИЯ

*Рассмотрены результаты экспериментов моделей гранулярных коллекторов неокомского возраста (Западная Сибирь) с буровым раствором и последующей обработкой кислотным и кислотно-деэмульгаторным составами в условиях, моделирующих пластовые. Оценена степень восстановления их проницаемости.*

## КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

*Буровой раствор, терригенные коллекторы, кислотные смеси, кислотно-деэмульгаторные смеси, коэффициент восстановления проницаемости.*

# SIMULATION OF DRILLING MUD IMPACT ON TERRIGENOUS RESERVOIRS AND ACID TREATMENT FOR PERMEABILITY BUILD-UP

M. Yu. Zubkov, A.G. Potapov, Sh.Sh. Iljasov, E.G. Mamedov

ZapSibGC, LLC, Tyumen, ZubkovMYu@mail.ru

## ABSTRACT

*Results of experiments conducted on models of Neocomian granulated reservoirs (Western Siberia) with drilling mud and subsequent acid and demulsifying agent treatment in simulated in-situ conditions are put under consideration. The degree of permeability build-up is assessed.*

## KEY WORDS

*Drilling mud, terrigenous reservoirs, acid compound, acid demulsifying compound, permeability recovery factor.*



Негативное влияние буровых растворов на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) приквасинной зоны вследствие кольматации последней компонентами, присутствующими в составе буровых растворов, хорошо известно. После вскрытия пласта стоит задача по возможности максимально уменьшить отрицательное влияние бурового раствора на ФЕС продуктивных отложений. С этой целью используют разнообразные многокомпонентные технологические смеси.

В настоящей публикации рассматриваются закономерности в изменении ФЕС гранулярных пород-коллекторов, входящих в состав неокомских отложений одного из месторождений Западной Сибири, при использовании наиболее часто применяемых для этих целей поликомпонентных растворов в условиях моделирующих пластовые.

**Аппаратура и методики.** Работа проводилась в несколько этапов. Сначала подготавливалась представительная коллекция цилиндрических образцов керн (диаметром 30 мм и длиной 30 мм), у которых определялись их коллекторские свойства. Это пористость ( $K_p$ ), проницаемость ( $K_{пр}$ ), водоудерживающая способность ( $K_{вс}$ ), плотность и минеральный состав обломочной, а также цементирующей частей. Модели формировались, исходя из полученных значений проницаемости, по три образца в каждой (с близкими значениями проницаемости) для проведения фильтрационных экспериментов с буровыми и технологическими растворами.

Проводилось три типа фильтрационных экспериментов с определением коэффициента восстановления проницаемости моделей продуктивного пласта после завершения опытов. В первом типе фильтрационного эксперимента исследовалось влияние бурового раствора на ФЕС, во втором после прокачки через модель пласта бурового раствора использовалась обработка кислотным составом, а в третьем после бурового раствора применялся кислотно-деэмульгаторный раствор.

Минеральный состав пород-коллекторов исследовался с использованием оптической микроскопии (Nikon Eclipse LV100 POL) в прозрачных петрографических шлифах и рентгеноструктурного анализа (ДРОН-4).

Структура порового пространства изучалась в прозрачных петрографических шлифах, окрашенных смолой голубого цвета, и с использованием метода капилляриметрии (центрифуги рефрижераторного типа РС-6).

Для определения в образцах содержания флюидов, насыщающих их поровое пространство, применялся ядерно-магнитный релаксометр (Хроматэк Протон 20М).

Фильтрационные эксперименты проводились на специальной установке, позволяющей моделировать пластовые условия (УФ-2), по нижеследующим методикам.

#### Первый тип фильтрационных экспериментов.

Эксперименты по оценке воздействия бурового раствора на проницаемость моделей исследуемого пласта проводились на образцах керн с близкой проницаемостью в условиях, моделирующих пластовые, и при перепаде давления  $\Delta P_{6-n}$ , равном разности давлений, при котором подается буровой раствор в процессе бурения скважины, и пластового давления, существующего в пласте:

$$\Delta P_{6-n} = P_{бур} - P_{пл}. \quad (1)$$

Через специально подготовленную модель коллектора, состоящую из трех цилиндрических образцов, имеющую общую длину около 10 см, с созданной в ней остаточной водонасыщенностью, равной по величине  $K_{вс}$ , с предварительной оценкой абсолютной проницаемости по воздуху со стороны «пласта» прокачивалась модель пластового флюида (керосин) и определялась его начальная проницаемость  $k_0$  при трех различных скоростях и перепаде давления около 0.2 МПа по формуле Дарси

$$k_0 = Q \cdot \mu \cdot l / \Delta P \cdot F, \quad (2)$$

где  $k_0$  — проницаемость керн до воздействия на него бурового раствора,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;

$Q$  — расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;

$\mu$  — вязкость жидкости, Па·с;

$l$  — длина модели пласта (коллектора), м;

$\Delta P$  — перепад давления на измеряемом участке, Па;

$F$  — площадь поперечного сечения керн, м<sup>2</sup>.

Затем со стороны «скважины» прокачивался буровой раствор с постоянным перепадом 3 МПа на концах модели в течение пяти часов.

Далее, после воздействия на образец бурового раствора через него со стороны «пласта» вновь прокачивалась модель пластового флюида (керосин). Для этого сначала осуществлялся «срыв» корки бурового раствора, отмечавшийся по резкому падению градиента давления на концах модели пласта, а затем проводилась фильтрация керосина с постоянным перепадом 0.1–0.2 МПа. При этом фиксировались скорость и продолжительность фильтрации и прокачанной объем жидкости. Затем определялась конечная проницаемость  $k_1$  с использованием формулы (2) на тех же скоростях фильтрации, которые задавались при определении  $k_0$ .

Коэффициент восстановления проницаемости ( $\beta$ , %), характеризующий изменение (ухудшение) проницаемости исследуемого керн после воздействия на него бурового раствора, определялся по формуле



$$\beta = (k_1 / k_0) \cdot 100 \%, \quad (3)$$

где  $\beta$  — коэффициент восстановления проницаемости, %;

$k_0$  — проницаемость керна до воздействия на него бурового раствора,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;

$k_1$  — проницаемость керна после воздействия на него бурового раствора,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

**Второй тип фильтрационных экспериментов.** Эксперименты по оценке воздействия бурового раствора и последующей обработки кислотным составом на проницаемость моделей того же пласта проводились по схожей методике с некоторыми отличиями, которые заключались в нижеследующем.

После воздействия бурового раствора на пласт (см. первый тип фильтрационных экспериментов) без вызова «притока» проводилась обработка образца керна кислотным составом:

- грязевая кислота (HCl+HF) +;
- лимонная кислота +;
- метиловый спирт +;
- ингибитор коррозии (Нефтехим-1М).

Смесь продавливалась со скоростью 80 мл/час до достижения стабильного перепада давления и оставлялась в модели коллектора для протекания реакции с образовавшейся коркой бурового раствора на три часа.

Далее, после воздействия на образец кислотного раствора через него со стороны «пласта» вновь прокачивалась модель пластового флюида (керосин) с постоянной скоростью (использовались значения скорости, полученные в первом типе фильтрационных экспериментов). Отметим, забегая вперед, что в этом и последующих экспериментах кислотный состав в значительной степени растворял корку бурового раствора. Необходимость «срыва» корки отпадала, фильтрация керосина (из «пласта») наблюдалась уже при небольшом перепаде давления (0.1–0.2 МПа). При этом фиксировался перепад давления, продолжительность фильтрации и объем прокачанного керосина. Затем определялась конечная проницаемость  $k_1$  с использованием формулы (2) и рассчитывался коэффициент  $\beta$ , характеризующий изменение проницаемости исследуемого керна после воздействия на него бурового раствора и кислотной композиции, по формуле (3).

**Третий тип фильтрационных экспериментов.** Опыты по оценке воздействия бурового раствора и последующей обработки кислотно-деэмульгаторным составом на проницаемость моделей неокмского пласта проводились по схеме, схожей с описанной выше, но с некоторыми отличиями, которые заключаются в следующем.

После воздействия бурового раствора на пласт без вызова «притока» проводилась обра-

ботка образца керна керосином, фильтровавшимся в том же направлении, что и буровой раствор (время фильтрации керосина до прохождения не менее 2/3 от всего порового объема модели пласта). Затем производилась обработка следующим кислотно-деэмульгаторным составом:

- грязевая кислота (HCl+HF) +;
- лимонная кислота +;
- метиловый спирт 4% +;
- ингибитор коррозии (Нефтехим-1М) +;
- деэмульгатор (PlastFree).

Смесь продавливалась со скоростью 80 мл/час до достижения стабильного перепада давления и оставлялась в модели пласта на три часа для протекания реакции закачанной смеси с коркой бурового раствора.

После воздействия на образец подготовленной кислотно-деэмульгаторной смеси через него со стороны «пласта» вновь прокачивалась модель пластового флюида (керосин) с постоянной скоростью. При этом, как и в предыдущих опытах, фиксировались перепад давления, продолжительность фильтрации и объем прокачанного керосина. Затем определялась конечная проницаемость  $k_1$  с использованием формулы (2) и рассчитывался коэффициент  $\beta$ , характеризующий изменение проницаемости исследуемого керна после воздействия на него бурового раствора и кислотно-деэмульгаторной композиции, по формуле (3).

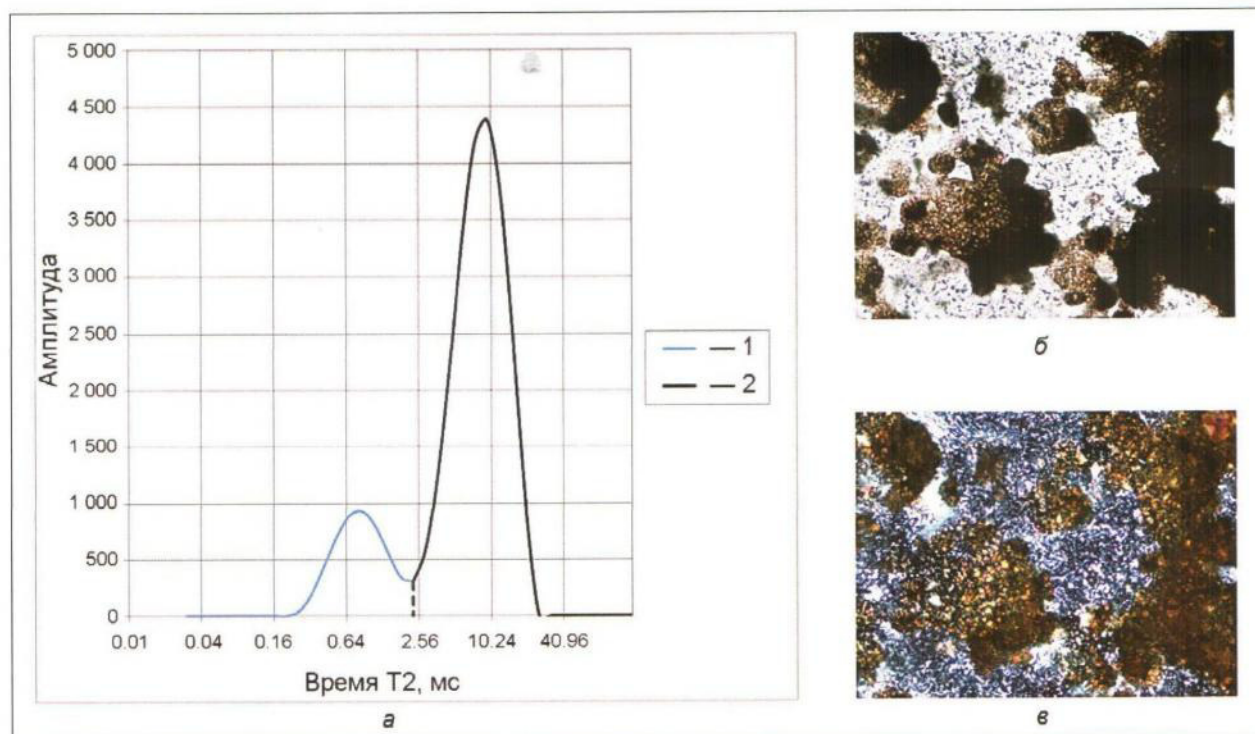
**Результаты исследований.** Буровой раствор, использованный в экспериментах, имел вязкую консистенцию и состоял главным образом из тонкодисперсной смеси:

- барита (30 %);
- кальцита (22 %);
- каолинита (20 %);
- кварца (14 %);
- натриевого (6 %) и калиевого (2 %) полевых шпатов;
- гидрослюд (6 %).

По данным ЯМР (ядерно-магнитного резонанса) жидкие компоненты в буровом растворе представлены водой — 17 % и углеводородами (УВ) — 83 % соответственно (рис. 1а). Судя по очень коротким временам спин-решеточной или поперечной релаксации ( $T_2$ ), обе жидкости активно взаимодействуют с минеральными тонкодисперсными фазами. При этом вода связана, исходя из очень короткого времени релаксации  $T_2$  молекул воды, главным образом с глинистыми минералами, в то время как УВ — с баритом и карбонатами, зерна которых имеют гораздо более крупные размеры, чем глинистые частички.

Действительно, в прозрачном петрографическом шлифе хорошо видно, что буровой раствор





Условные обозначения:

- 1 — вода (17 %);  
2 — УВ (83 %).

Рис. 1. Спектр ЯМР (а) и фотографии прозрачных петрографических шлифов бурового раствора, снятые без анализатора (б) и с ним (в)

имеет неоднородную консистенцию: водонасыщенные бесцветные участки сложены в основном глинистыми минералами, а бурые участки, содержащие УВ, концентрируют в себе преимущественно кальцитовый и баритовый материал (рис. 1б). Это подтверждается высокими интерференционными цветами мелких частиц в бурых участках, насыщенных УВ, снятых в скрещенных николях (рис. 1в). Ассоциирование УВ с тонкодисперсными частичками барита и кальцита объясняется еще и тем, что при взаимодействии по крайней мере карбонатов с УВ их поверхность становится гидрофобной, и они начинают смачиваться преимущественно УВ, а не водой. Кроме того, в шлифе хорошо видно, что УВ и вода образовали микроэмульсию, которая при попадании в поровое пространство резко снижает проницаемость пород-коллекторов (см. рис. 1б).

По данным петрофизических исследований образцы, участвовавшие в экспериментах, имели следующие коллекторские свойства:

- Кп — 12.0–18.0 %;
- Кпр —  $20.0–65.0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;
- Квс — 27–38 %.

Отобранные образцы представлены алевритовыми мелкозернистыми песчаниками, а также

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 порядка 10–15 %, а калиевых полевых шпатов — 5–14 %. Встречаются также лейсты (пластинки) слюд и хлоритов (3–5 %).

Цемент в рассматриваемых коллекторах преимущественно глинистый, причем главным глинистым минералом является эпигенетический поровый каолинит (75–85 %). Остальные глинистые минералы находятся в подчиненном количестве: хлорит (10–15 %), гидрослюда (4–6 %) и смешаннослойные образования на основе гидрослюды и монтмориллонита (2–4 %). Суммарное содержание глинистого цемента в коллекторах варьирует от 5.0 до 8.0 %.

В поровом пространстве песчаников и алевролитов в небольшом количестве присутствует также и карбонатный цемент контактного, реже порового типа, представленный почти исключительно одним кальцитом, содержание которого изменяется от 0.5 до 2.5 %.



Каждая модель продуктивного пласта, как уже отмечалось выше, состояла из трех образцов: первого, в торец которого поступал буровой раствор (для краткости далее по тексту будем называть «входным»), второго («центрального») и третьего («выходного»).

После прокачки через модель пласта бурового раствора (первый тип фильтрационных экспериментов) на торце «входного» образца формировалась плотная корка толщиной около 5 мм (рис. 2а). Для того чтобы «сорвать» эту корку хотя бы частично, требовалось создать перепад давления на концах модели около 7 МПа (рис. 2б). При этом момент частичного «отрыва» корки бурового раствора фиксировался по падению перепада давления на концах модели, величина которого уменьшалась в 2–3 раза.

С целью оценки глубины проникновения минеральных частиц, содержащихся в буровом растворе, в поровое пространство модели пласта из торцевых частей цилиндров, входящих в состав модели, изготавливались прозрачные петрографические шлифы. Кроме того, для сравнения был изготовлен шлиф из каждого образца, входящего в состав модели, до проведения на них экспериментов (рис. 2в). Микроскопические исследования этих шлифов показали, что присутствие минеральных примесей бурового раствора фиксируется лишь в торцевой части «входного» цилиндра модели пласта (рис. 2г–е). Это наглядно видно на фотографии шлифа, снятого с анализатором, где мелкие частички кальцита и барита, вошедшие в поровое пространство образца, выделяются повышенными интерференционными цветами (см. рис. 2е). Поры, заполненные буровым раствором, выделяются на снимке петрографического шлифа, сделанном без анализатора, буроватым оттенком (см. рис. 2д).

В шлифах, изготовленных из противоположного торца того же «входного» цилиндра и тем более последующих, которые входят в ту же модель, минеральные компоненты бурового раствора не фиксируются в поровом пространстве образцов. Отмечается лишь слабое изменение окраски цвета шлифа (появление буроватого оттенка) из-за присутствия тонких пленок УВ на поверхности обломочных зерен и глинистых минералов, входящих в состав цемента. Следовательно, минеральная составляющая бурового раствора проникает на глубину первых миллиметров в поровое пространство «входного» образца, а через всю модель пласта проходят лишь жидкости, входящие в его состав.

Анализ изменения структуры порового пространства образцов, входящих в состав моделей пласта, как уже отмечалось выше, осуществ-

лялся с помощью метода капилляриметрии. С этой целью строились капиллярные кривые для одного и того же образца до и после эксперимента (рис. 3а). Поскольку вклад в фильтрацию флюидов через поровое пространство образцов зависит от размеров пор и соединяющих их каналов, то в первую очередь минеральными компонентами бурового раствора забивались самые высокопроницаемые, то есть наиболее крупные открытые (свободные от глинистого и иного типа цемента) поры (см. рис. 2 г–е).

Наиболее заметные изменения в структуре порового пространства (вследствие прокачки через модель пласта бурового раствора) наблюдались, как и ожидалось, у «входного» образца (рис. 3а, 3б). После проведения эксперимента отмечалось заметное уменьшение доли крупных пор (13.3—>83.4 мкм) от 9.1% в рассматриваемом образце до 11.0% в других «входных» образцах. Напротив, доля пор, имеющих средние размеры (0.5–13.3 мкм), увеличилась от 9.0% в рассматриваемом образце до 10.5% в других. Наконец, относительное содержание самых мелких пор (<0.5 мкм) незначительно возросло от 0.2% в рассматриваемом образце до 0.6% в других «входных» образцах (см. рис. 3б).

С целью анализа распределения флюидов в порах образцов, использовавшихся в экспериментах, а также определения их пористости или, вернее, объемного водородосодержания использовался метод ЯМР, о чем также говорилось выше. На каждом из образцов проводилось по 4 замера:

- первая кривая релаксации получалась на исходном образце (до проведения фильтрационных экспериментов), поровое пространство которого было полностью заполнено моделью пластовой воды (100%-ная водонасыщенность);

- второй замер осуществлялся при определении  $K_{вс}$ , величину которой мы условно примем за остаточную водонасыщенность ( $K_{во}$ );

- третий спектр ЯМР получался на образце, донасыщенном затем керосином (то есть в нем присутствовала остаточная вода и керосин);

- четвертая кривая релаксации получалась на том же образце после окончания эксперимента (рис. 3в).

Можно отметить, анализируя полученные кривые релаксации, что исходные образцы имеют максимальное объемное водородосодержание, поровое пространство которых полностью насыщено моделью пластовой воды (см. рис. 3в). Здесь и ниже по тексту для краткости величину объемного водородосодержания мы условно назовем пористостью по данным ЯМР и обозначим как  $Kп^{ЯМР}$ . В рассматриваемом случае  $Kп^{ЯМР}$  полностью водонасыщенного образца



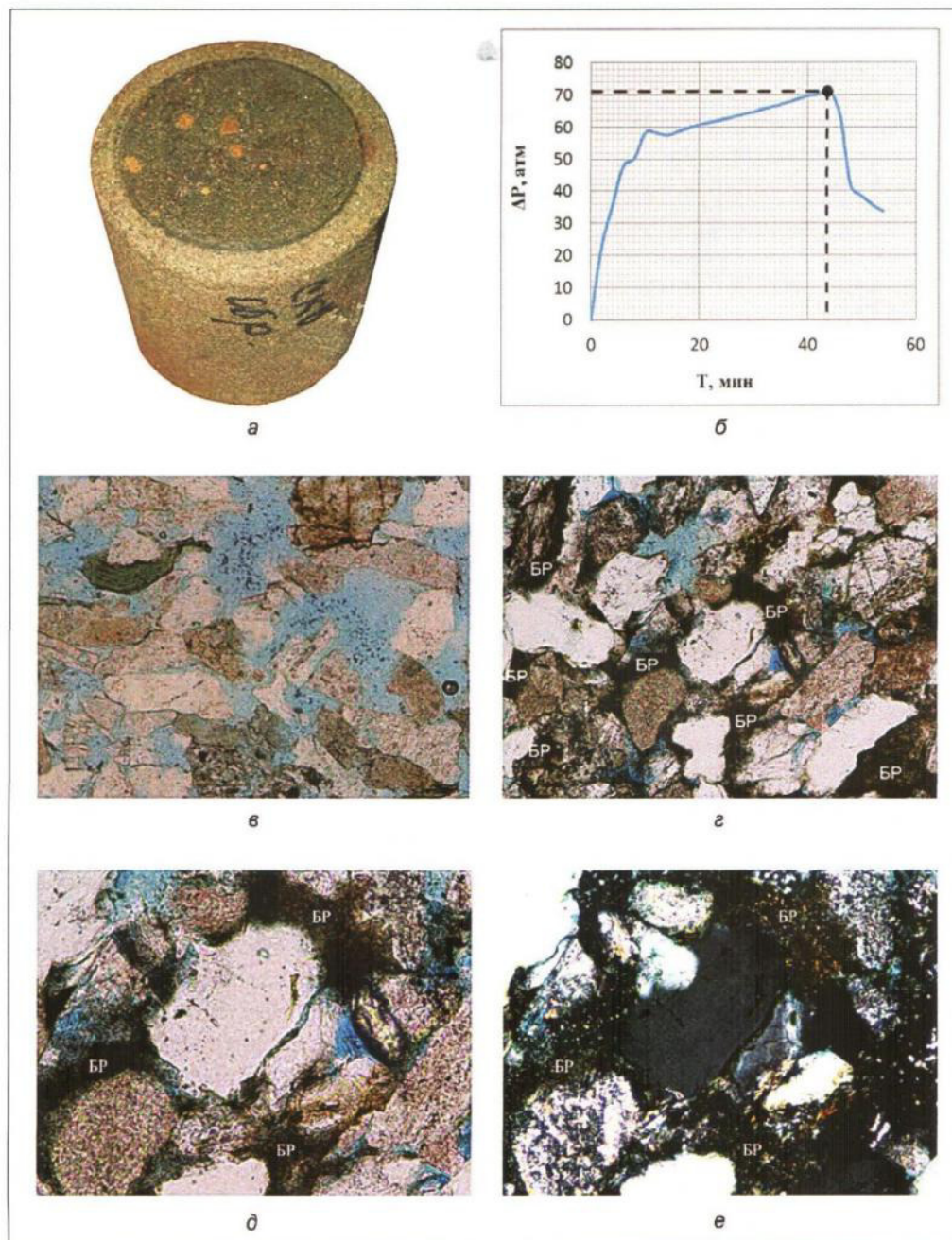


Рис. 2. Фотография «входного» образца после прокачки через него бурового раствора (а); изменение перепада давления на концах модели до момента «срыва» буровой корки (б); снимки прозрачных петрографических шлифов, снятые без анализатора (в–д) и с ним (е); в — исходный образец; г–е — после прокачки через него бурового раствора; д, е — увеличенный фрагмент центральной части предыдущего снимка г; БР — буровой раствор

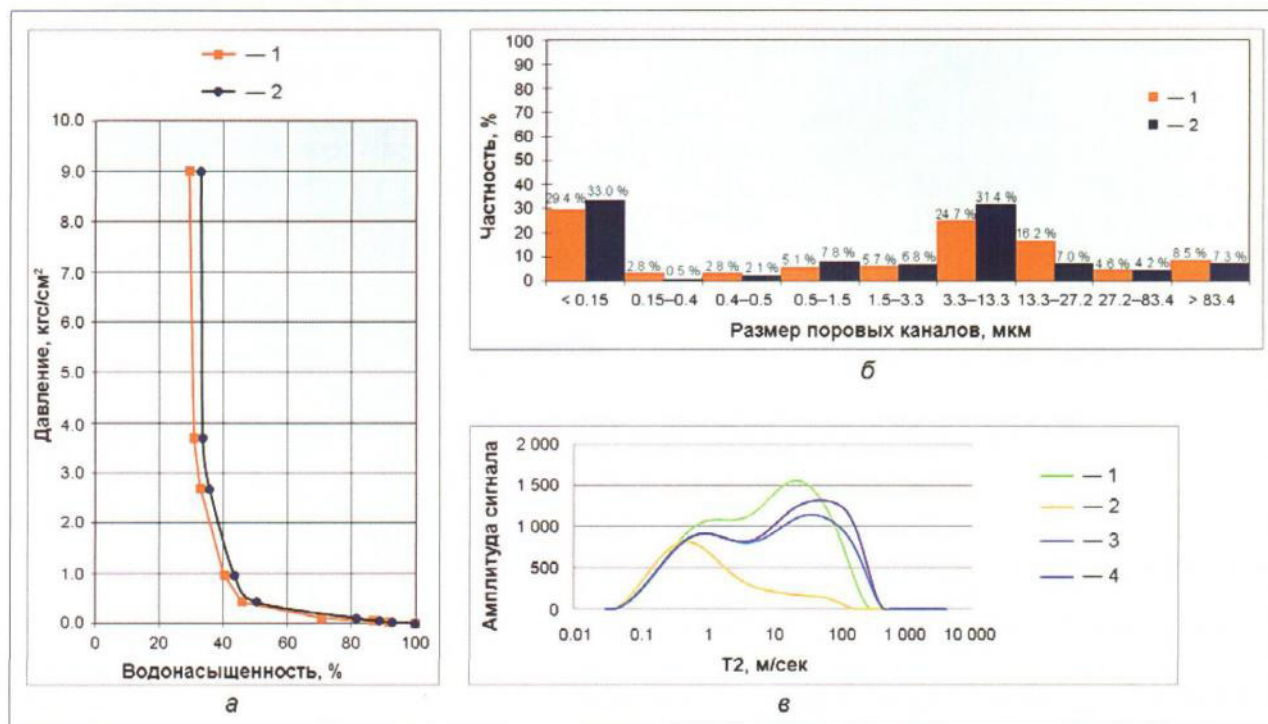
( $K_p^{100\%}$ ) равна 15.1%. Минимальное значение  $K_p^{ЯМР}$  имеет тот же образец, содержащий остаточную воду (5.7%). Образец, донасыщенный керосином, характеризуется величиной  $K_p^{ЯМР}$ , равной уже 14.3% (см. рис. 3в). После окончания эксперимента с буровым раствором величина его  $K_p^{ЯМР}$  стала равной 13.0%, то есть уменьшилась на 1.3% по сравнению с предыдущим значением.

Отмеченные изменения ЯМР спектров рассматриваемого «входного» образца по мере изме-

нения насыщенности его порового пространства различными жидкостями можно объяснить следующим образом.

При донасыщении керосином образца, содержащего остаточную воду, величина его  $K_p^{ЯМР}$  уменьшилась на 0.8% по сравнению с величиной его пористости при 100%-ной водонасыщенности ( $K_p^{100\%}$ ). Скорее всего, это произошло вовсе не из-за уменьшения его пористости, а просто потому, что объемный водородный индекс керосина





Условные обозначения:

а:

1 — до бурового раствора;

2 — после бурового раствора;

б:

1 — до бурового раствора;

2 — после бурового раствора;

в:

1 — 100 % воды ( $K_p$  (ЯМР) = 15.1 %);

2 — Квс ( $K_p$  (ЯМР) = 5.7 %);

3 — донасыщенный керосин ( $K_p$  (ЯМР) = 14.3 %);

4 — после эксперимента ( $K_p$  (ЯМР) = 13.0 %).

Рис. 3. Кривые капиллярного давления (а), распределение пор по размерам (б) и спектры ЯМР (в) «входного» образца до и после прокачки через него бурового раствора

немного меньше водородного индекса воды (главным образом из-за меньшей объемной плотности керосина по сравнению с таковой у воды).

Уменьшение величины  $K_p^{ЯМР}$  после проведения эксперимента объясняется двумя основными причинами. Во-первых, входением в поровое пространство минеральных частиц, содержащихся в буровом растворе, что уменьшает объем открытых пор, и, во-вторых, меньшей величиной водородного индекса УВ по сравнению с керосином. Действительно, выше уже отмечалось, что по результатам исследований образцов после проведения на них экспериментов в прозрачных петрографических шлифах отмечается присутствие тонких бурых пленок УВ на поверхности обломочных частиц и глинистого цемента.

Величина коэффициента  $\beta$ , характеризующего степень восстановления проницаемости исследуемого керна после воздействия на него бурового

раствора, в экспериментах с буровым раствором изменялась в пределах от 18 до 21 %.

После прокачки бурового раствора и последующей обработки кислотным составом (второй тип фильтрационных экспериментов) на торцах «входных» образцов отсутствовала плотная корочка из минеральных компонентов, входящих в состав бурового раствора (рис. 4а). Перепад давления на концах модели пласта для «срыва» корочки бурового раствора не потребовался, и фильтрация керосина из «пласта» началась практически сразу (при перепаде давления около 0.1–0.2 МПа).

Сопоставление результатов исследования порового пространства исходных образцов до выполнения на них экспериментов с буровым раствором и кислотным составом и после проведения экспериментов с помощью прозрачных петрографических шлифов позволило установить, что, как



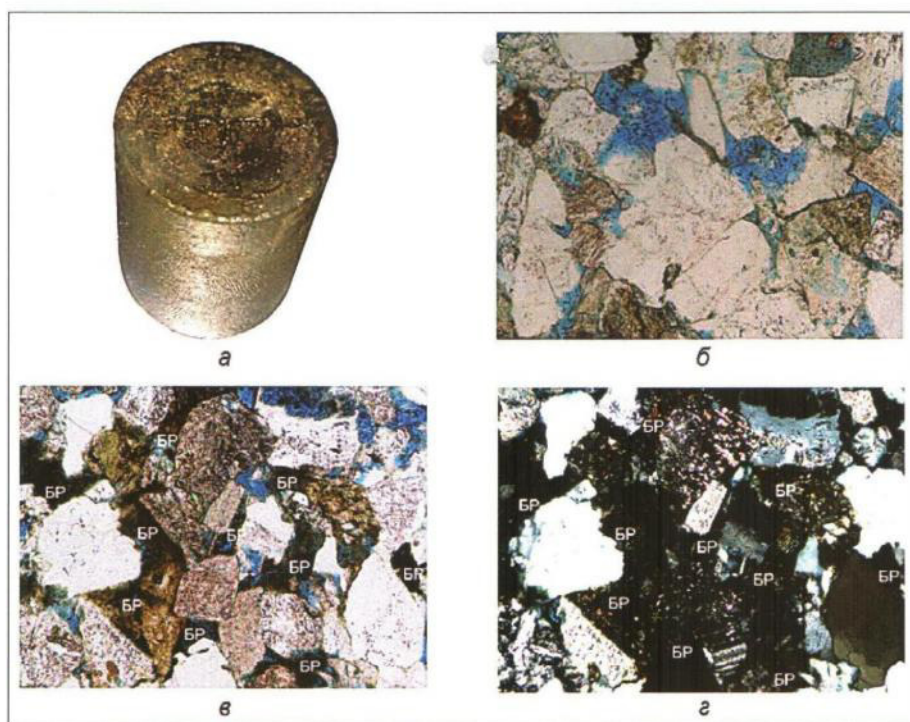


Рис. 4. Фотография «входного» образца после прокачки через него бурового раствора, а затем кислотной композиции (а); снимки прозрачных петрографических шлифов без анализатора (б, в) и с ним (г); б — исходный образец; в, г — после прокачки через него кислотной композиции; БР — буровой раствор

и в предыдущем типе экспериментов, присутствие минеральных частиц бурового раствора отмечается лишь в торцевой части «входного» образца (рис. 4б–г). Причем мелких частиц кальцита, обладающих высокими цветами интерференции, в поровом пространстве торцевой части «входного» образца гораздо меньше, чем в предыдущей серии экспериментов (см. рис. 4г). Этот факт свидетельствует о том, что основная часть карбонатного наполнителя бурового раствора была растворена кислотным составом. Тонкодисперсные глинистые минералы, входящие в состав бурового раствора, также были в той или иной степени растворены кислотным составом, поэтому твердой корки бурового раствора на торце «входного» образца не образовалось (см. рис. 4а).

Однако необходимо обратить внимание на тот факт, что кислотный состав практически не взаимодействовал с эпигенетическим кальцитом, заполняющим небольшую часть пор в образцах, а предпочитал фильтроваться по открытым самым крупным порам, которые не содержат карбонатный цемент. Пористость образцов не увеличилась, как можно было бы ожидать, если бы кислоты, входящие в состав закачиваемой композиции, растворяли поровый карбонатный цемент.

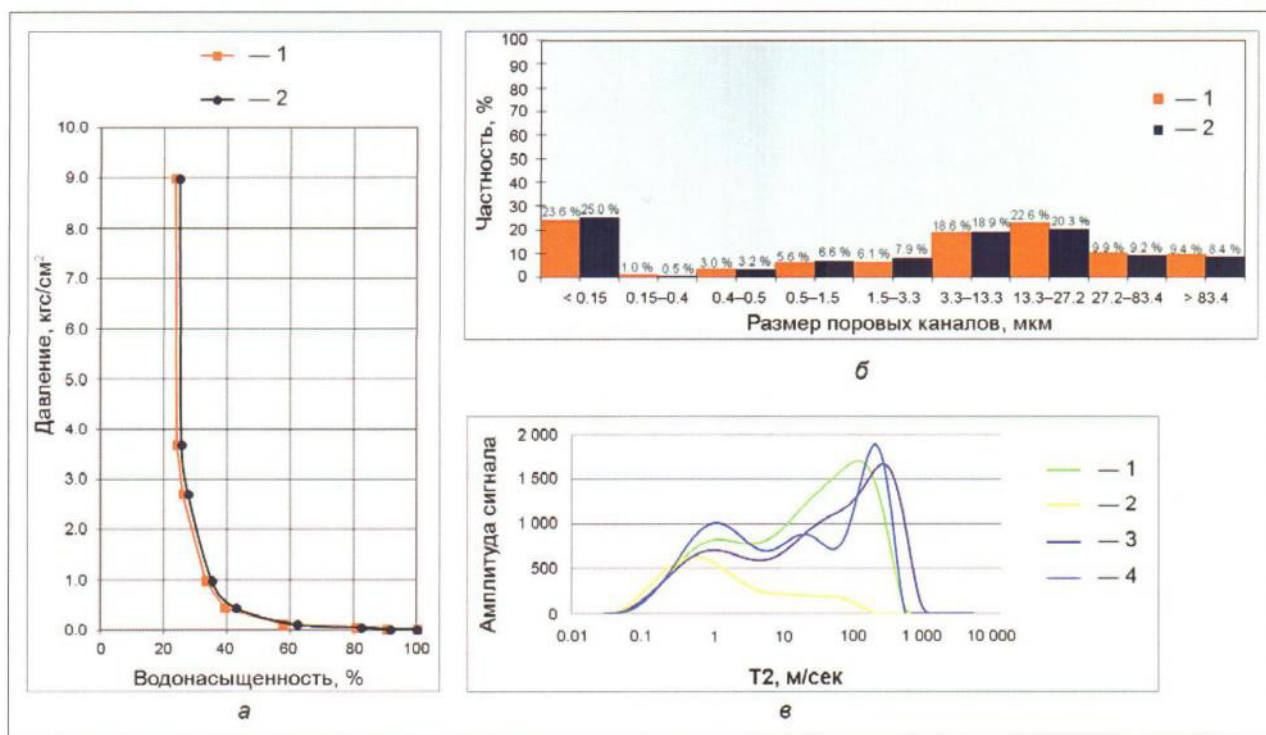
Как и в предыдущем типе экспериментов, присутствие минеральных компонентов бурового раствора наблюдалось в самых крупных

порах (см. рис. 4в). Причем их проникновение в поровое пространство образцов ограничено первыми миллиметрами от торца «входного» образца. В шлифе, изготовленном из противоположного торца того же образца, а также в шлифах, сделанных из торцевых частей остальных образцов («центрального» и «выходного»), которые слагают модель пласта, присутствие минеральных компонент не обнаружено. Слабый буроватый оттенок шлифам придают УВ, присутствующие в поровом пространстве образцов в виде тонких пленок, которые покрывают поверхности обломочных зерен и глинистых частиц, слагающих цемент.

Сопоставление структуры порового пространства «входных» образцов до и после проведения рассматриваемого типа экспериментов (рис. 5а) показало, что, как и в предыдущей серии опытов, наблюдается закономерное уменьшение в них доли крупных пор от 4 до 8%. Напротив, вклад пор среднего размера увеличивается от 3 до 10%, и мелких пор также становится немного больше — примерно на 1% (рис. 5б).

Анализ спектров ЯМР «входных» образцов этой серии экспериментов на различных этапах их исследования показал, что максимальные значения  $K_{\text{п}}^{\text{ЯМР}}$  имеют образцы со 100%-ной водонасыщенностью (рис. 5в). При создании в них остаточной водонасыщенности с последующим





Условные обозначения:

а:

1 — до бурового раствора;

2 — после бурового раствора;

б:

1 — до бурового раствора;

2 — после бурового раствора;

в:

1 — 100 % воды ( $K_n$  (ЯМР) = 15.2 %);

2 — Квс ( $K_n$  (ЯМР) = 4.8 %);

3 — донасыщенный керосин ( $K_n$  (ЯМР) = 14.3 %);

4 — после эксперимента ( $K_n$  (ЯМР) = 14.0 %).

Рис. 5. Капиллярные кривые (а), распределение пор по размерам (б) и спектры ЯМР (в) «входного» образца до и после воздействия на него сначала бурового раствора, а затем кислотного состава

донасыщением образцов керосином величина их  $K_n^{ЯМР}$  уменьшается примерно на 0.9 % по сравнению с  $K_n^{ЯМР}$  при 100%-ной водонасыщенности. Это, как уже отмечалось выше, связано с меньшим объемным водородосодержанием керосина по сравнению с водой. После завершения экспериментов значения  $K_n^{ЯМР}$  уменьшаются еще на 0.5–1.6 %. Это объясняется, во-первых, заполнением части порового пространства минеральными компонентами бурового раствора, а во-вторых, меньшим по сравнению с керосином объемным водородосодержанием УВ, занимающего часть порового пространства образцов и не вытесненного керосином при его фильтрации из «пласта» (см. рис. 5в).

Величина коэффициента  $\beta$ , характеризующего степень восстановления проницаемости исследуемого керна после воздействия на него бурового

раствора с последующим воздействием кислотного состава, изменялась в пределах от 36 до 37 %, то есть по сравнению с предыдущим типом экспериментов величина  $\beta$  возросла в 1.8–2.0 раза.

Образование плотной корки бурового раствора не отмечалось в последней серии экспериментов (третий тип фильтрационных экспериментов), в которой после прокачки бурового раствора использовалась кислотно-деэмульгаторная смесь и керосин, так же как и в предыдущей серии опытов. Более того, наблюдалось довольно интенсивное разрушение торца «входного» образца (рис. 6а). По этой причине фильтрация керосина в направлении из «пласта» начиналась при минимальном градиенте давлений на концах модели (0.1–0.2 МПа). Тем не менее в прозрачных петрографических шлифах хорошо видно, что если в исходном состоянии



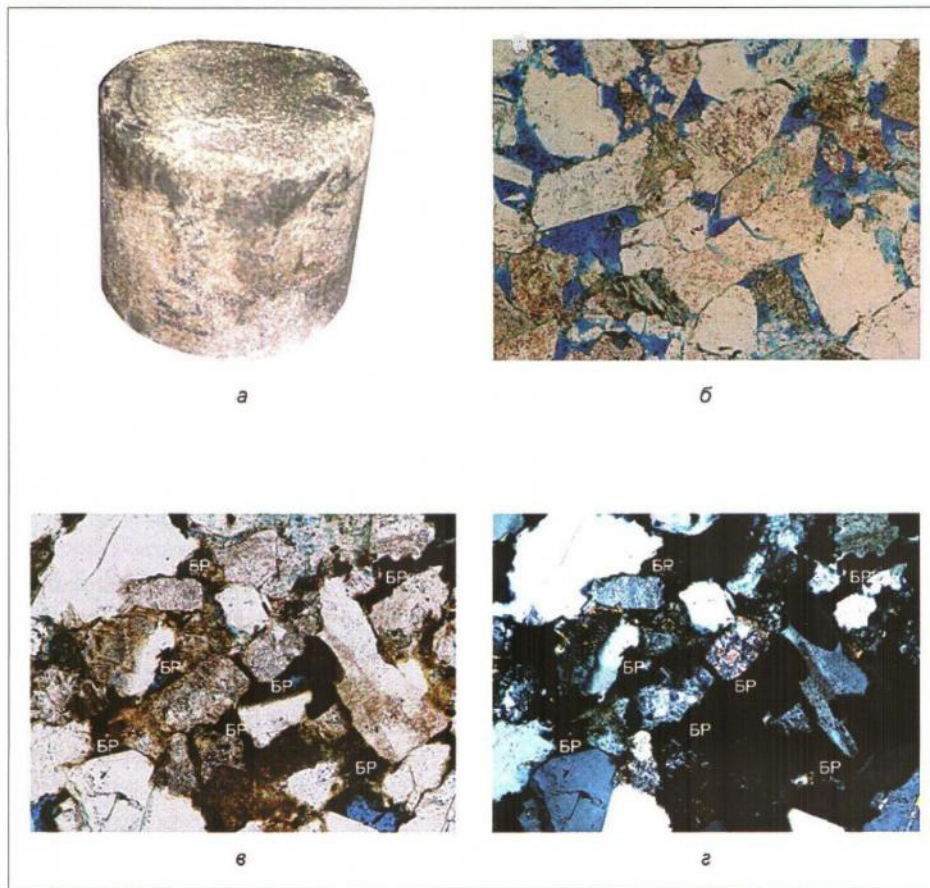


Рис. 6. Фотография «входного» образца после прокачки через него сначала бурового раствора, а затем кислотно-деэмульгаторной смеси (а); снимки прозрачных петрографических шлифов, снятые без анализатора (б, в) и с ним (г); б — исходный образец; в, г — после проведения эксперимента с буровым раствором и кислотно-деэмульгаторной смесью

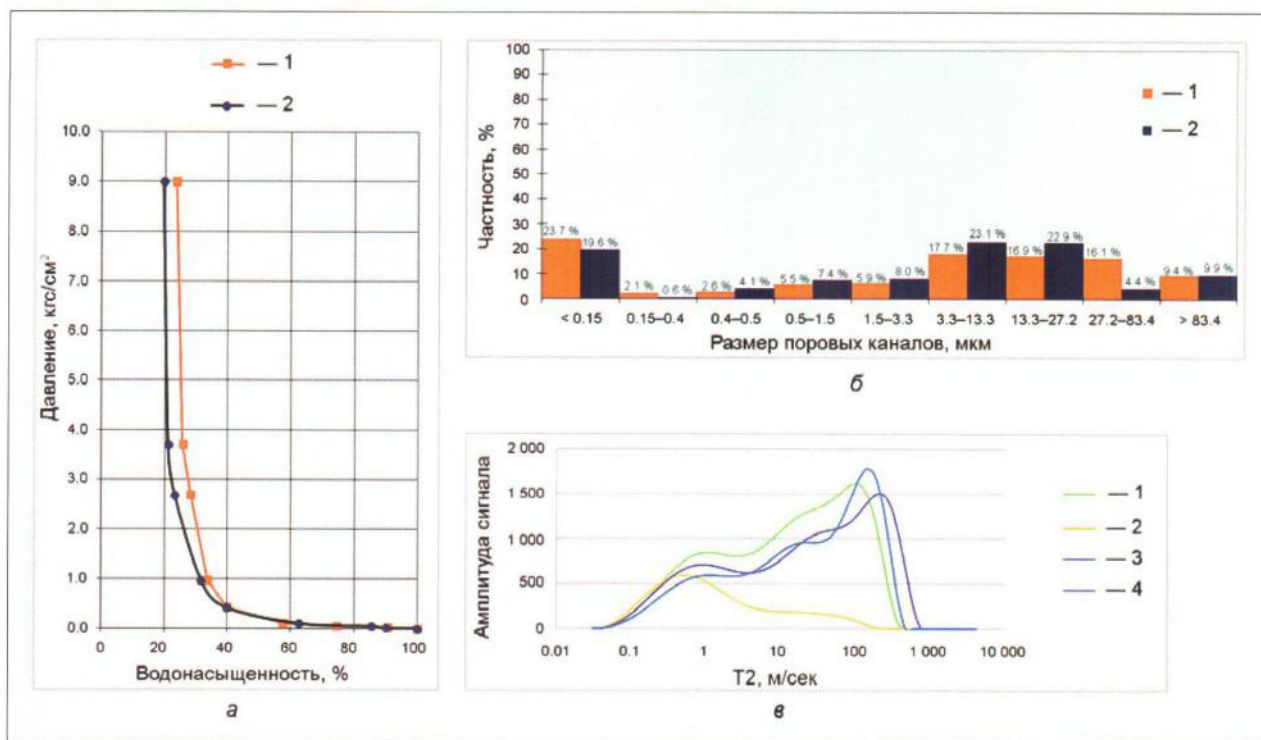
поры в образцах «чистые», то в торцевой части «входных» образцов отмечается присутствие бурового раствора, заполняющего самые крупные поры (см. рис. 4б, 4в). В том же шлифе, снятом с анализатором, хорошо видно, что в составе компонентов бурового раствора, вошедшего в поры «входного» образца, полностью отсутствуют минеральные частицы, которые представлены, по крайней мере, карбонатами (см. рис. 4г). Вероятно, разрушение эмульсии деэмульгатором способствовало беспрепятственному проникновению и более полному протеканию реакции кислотного состава с минеральными компонентами бурового раствора. Следовательно, бурое вещество, зашедшее в поры «входного» образца, представлено главным образом УВ и деэмульгатором. Присутствие этих же компонентов отмечается и в «центральных», и «выходных» образцах, составляющих модели коллекторов. Их концентрация закономерно уменьшается при переходе от внешних торцов «входных» образцов (со стороны «скважины») до внешних торцов «выходных» образцов (со стороны «пласта»).

Кроме того, УВ и деэмульгатор частично вытесняются керосином при его прокачке через модели пласта в обратном направлении, то есть со стороны «скважины». Отчасти поэтому их концентрация в поровом пространстве образцов, составляющих модели коллектора, возрастает в обратном направлении (от «выходных» в сторону «входных» образцов).

Анализ изменений структуры порового пространства «входных» образцов до и после экспериментов с кислотно-деэмульгаторным составом показал, что (как и в предыдущих экспериментах) после опытов отмечалось уменьшение относительного вклада крупных пор в суммарный объем порового пространства образцов на 2.2–5.2%. Доля пор, имеющих средние размеры, напротив, увеличивалась от 1.6 до 9.4%, а мелких пор в одних экспериментах уменьшалась на 4.1%, а в других, наоборот, увеличивалась на 0.6% (рис. 7а, 7б).

Проведенные исследования спектров ЯМР «входных» образцов позволили установить те же закономерности, что наблюдались и в предыдущих экспериментах. Вновь максимальную





Условные обозначения:

а:

- 1 — до бурового раствора;
- 2 — после бурового раствора;

б:

- 1 — до бурового раствора;
- 2 — после бурового раствора;

в:

- 1 — 100 % воды ( $K_p$  (ЯМР) = 14.9 %);
- 2 — Квс ( $K_p$  (ЯМР) = 4.4 %);
- 3 — донасыщенный керосин ( $K_p$  (ЯМР) = 13.8 %);
- 4 — после эксперимента ( $K_p$  (ЯМР) = 12.8 %).

Рис. 7. Капиллярные кривые (а), распределение пор по размерам (б) и спектры ЯМР (в) «входного» образца до и после прокачки бурового раствора и последующей его обработки кислотно-деэмульгаторным составом

величину  $K_p^{ЯМР}$  образцы имели при 100%-ной водонасыщенности. При создании Кво (Квс) и последующем насыщении образцов керосином значения  $K_p^{ЯМР}$  уменьшались на 0.8–2.9%. После окончания экспериментов величины  $K_p^{ЯМР}$  уменьшались еще на 1.0–2.6%. Объяснения наблюдаемым закономерностям изменений значений  $K_p^{ЯМР}$  те же, что и в предыдущих случаях. Уменьшение величин  $K_p^{ЯМР}$  «входных», как и других образцов, входящих в состав моделей, при донасыщении их керосином происходило, скорее всего, из-за более низкого объемного водородосодержания керосина по сравнению с водой, о чем уже неоднократно говорилось выше.

Уменьшение значений  $K_p^{ЯМР}$  «входных» образцов после завершения экспериментов объясняется, во-первых, частичным заполнением их пор минеральными компонентами, входящими

в состав бурового раствора, а во-вторых, меньшим объемным водородосодержанием УВ по сравнению с водой и керосином. Небольшое смещение спектра ЯМР в область более коротких времен связано с большей вязкостью и плотностью УВ по сравнению с керосином, заполнявшим до этого момента поры, в которые затем вошли УВ.

Величина  $\beta$  после проведения третьего типа фильтрационных экспериментов составила 50–58%, то есть его значения увеличились в 1.4–1.6 раза по сравнению с опытами второго типа и в 2.8 раза по сравнению с таковыми первого типа.

Из вышесказанного можно сделать следующие выводы.

1. Буровой раствор, использовавшийся в опытах, представлял собой гетерогенную полифазную систему, состоящую из глинисто-водной, барит-кальцит-УВ смесей и УВ-водной эмульсии.



2. Разделение на глинисто-водную и барит-кальцит-УВ фазы обусловлено различным характером смачиваемости поверхностей минеральных частиц по отношению к воде и УВ.

3. На торцах «входных» образцов при прокачке через модели бурового раствора формировались плотные корочки, сложенные преимущественно минеральными компонентами бурового раствора, которые резко снижали их проницаемость.

4. Минеральные компоненты бурового раствора проникали лишь на глубину первых миллиметров в поровое пространство «входных» образцов, в то время как жидкости (вода и УВ), входящие в их состав, фильтровались через всю длину моделей пласта.

5. Эмульсия, образовавшаяся за счет взаимодействия воды и УВ, также в значительной мере снижала проницаемость моделей пласта в соответствии с известным эффектом Жамена.

6. 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.

7. Коэффициент восстановления проницаемости модели пласта после «срыва» корки бурового раствора составляет всего 18–21% от его первоначальной проницаемости.

8. При использовании после бурового раствора кислотного и кислотно-деэмульгаторного

составов корка бурового раствора разрушается и фильтрация керосина (из «пласта») осуществляется при минимальном перепаде давления на концах моделей, не превышающем 0.1–0.2 МПа.

9. Максимальные изменения в структуре порового пространства моделей наблюдаются во «входных» образцах, в торцы которых в первую очередь поступал буровой раствор. Они заключаются в уменьшении доли крупных пор, увеличении вклада пор среднего размера и небольшом росте (преобладает) или уменьшении (встречается реже) доли самых мелких пор.

10. После проведения экспериментов во всех «входных» образцах величина  $K_{п}^{рмр}$  в среднем уменьшалась от 0.4 до 1.6 абс.%, или от 2.6 до 9.8 отн.%. Это обусловлено, во-первых, вхождением в их поровое пространство минеральных частиц бурового раствора и, во-вторых, меньшим объемным водородосодержанием УВ по сравнению с керосином и водой.

11. Коэффициент восстановления проницаемости моделей пласта при использовании кислотного состава после прокачки бурового раствора увеличился до 36–37%, а кислотно-деэмульгаторного — до 50–58%. Значительный рост коэффициента  $\beta$  при использовании последнего состава, вероятно, объясняется помимо воздействия кислотного состава также разрушением водно-УВ эмульсии.