

УДК 622.244.43 (470.13)

Оценка влияния состава промывочных жидкостей на фильтрационно-емкостные свойства терригенных пород-коллекторов (на примере Северо-Югидского нефтегазоконденсатного месторождения)

Н.П. Вишератина¹, С.Н. Габова^{1*}, Т.Н. Куницына¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, 1-а

* E-mail: s.gabova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В последние годы первичное вскрытие продуктивных пластов в скважинах производится с использованием высокоминерализованных полимерных промывочных жидкостей (ПЖ). Положительное влияние растворов с полимерными добавками на коллекторские свойства продуктивных пластов обусловлено минимальным проникновением в коллектор фильтрата ПЖ (ввиду малой водоотдачи высокоминерализованных полимерных ПЖ) и низкой кольматацией прискважинной зоны пласта (из-за незначительного содержания в ПЖ твердой фазы).

Анализ результатов предшествующих исследований параметров ПЖ показал, что при переводе бурения скважин на высокоминерализованные полимерные ПЖ возникают проблемы, связанные с информативностью методов геофизических исследований скважин (ГИС) и достоверностью определяемых по ним параметров. Кроме того, бытует мнение, что некоторые химические реагенты полимерных ПЖ могут влиять и на физические свойства керна, например на смачиваемость породы, данные капилляриметрии и др.

Проведена оценка влияния ПЖ с реагентами отечественного и импортного производства, применяемых при первичном вскрытии скважин, и отдельных компонентов ПЖ на количественные параметры, определяемые по керну и данным ГИС. В результате лабораторных исследований выявлено влияние ПЖ различных составов на смачиваемость, остаточную водонасыщенность и удельное электрическое сопротивление образцов горных пород. На основе экспериментальных исследований сделан вывод о возможности применения ПЖ с отечественными компонентами в условиях замещения импортных реагентов на отечественные аналоги.

В последние годы первичное вскрытие продуктивных пластов скважин осуществляется с использованием высокоминерализованных полимерных промывочных жидкостей (ПЖ). Положительное влияние растворов с полимерными добавками на коллекторские свойства продуктивных пластов обусловлено минимальным проникновением в коллектор фильтрата ПЖ (ввиду малой водоотдачи высокоминерализованных полимерных ПЖ) и низкой кольматацией прискважинной зоны пласта (из-за незначительного содержания в ПЖ твердой фазы).

Анализ результатов предшествующих исследований параметров ПЖ показал, что при переводе бурения скважин на высокоминерализованные полимерные ПЖ возникают проблемы, связанные с информативностью методов геофизических исследований скважин (ГИС) и достоверностью определяемых по ним параметров. Кроме того, бытует мнение, что некоторые химические реагенты полимерных ПЖ могут влиять и на физические свойства керна, например на смачиваемость породы, данные капилляриметрии и др., которые служат основой интерпретации данных ГИС [1].

В связи с этим проведена оценка влияния ПЖ с реагентами отечественного и импортного производства, применяемых при первичном вскрытии скважин, и отдельных компонентов ПЖ на количественные параметры, определяемые по керну и, соответственно, по данным ГИС, что весьма актуально на фоне постоянно модифицируемого состава ПЖ в условиях замещения импортных реагентов на отечественные аналоги и возрастающих требований к оценке фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), определяемых на керне и по результатам ГИС, при подсчете запасов углеводородов (УВ) и подготовке исходных данных в процессе создания постоянно действующих

Ключевые слова: петрофизические исследования керна, интерпретация данных ГИС, буровые растворы, импортозамещение, полимерные растворы.

геолого-технологических и гидродинамических моделей залежей УВ.

Объем исследовательских работ включал:

- лабораторное моделирование на керне процессов воздействия полимерных ПЖ с различными химическими реагентами отечественного и импортного производства с целью оценки их влияния на ФЕС керна (рис. 1–3);
- комплексный анализ результатов обработки данных геофизических исследований скважин, пробуренных на глинистом и полимерном растворах, с целью оценки влияния параметров ПЖ на результаты интерпретации данных ГИС.

Для экспериментальных исследований на керне создана исходная база данных, которая включала примерно 150 образцов натурального керна стандартной формы терригенного и карбонатного составов, отобранного из отложений различных месторождений Тимано-Печорской провинции. Далее в статье результаты экспериментальных исследований показаны на примере терригенных коллекторов Северо-Югидского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

В административном отношении Северо-Югидское НГКМ входит в состав Печорского

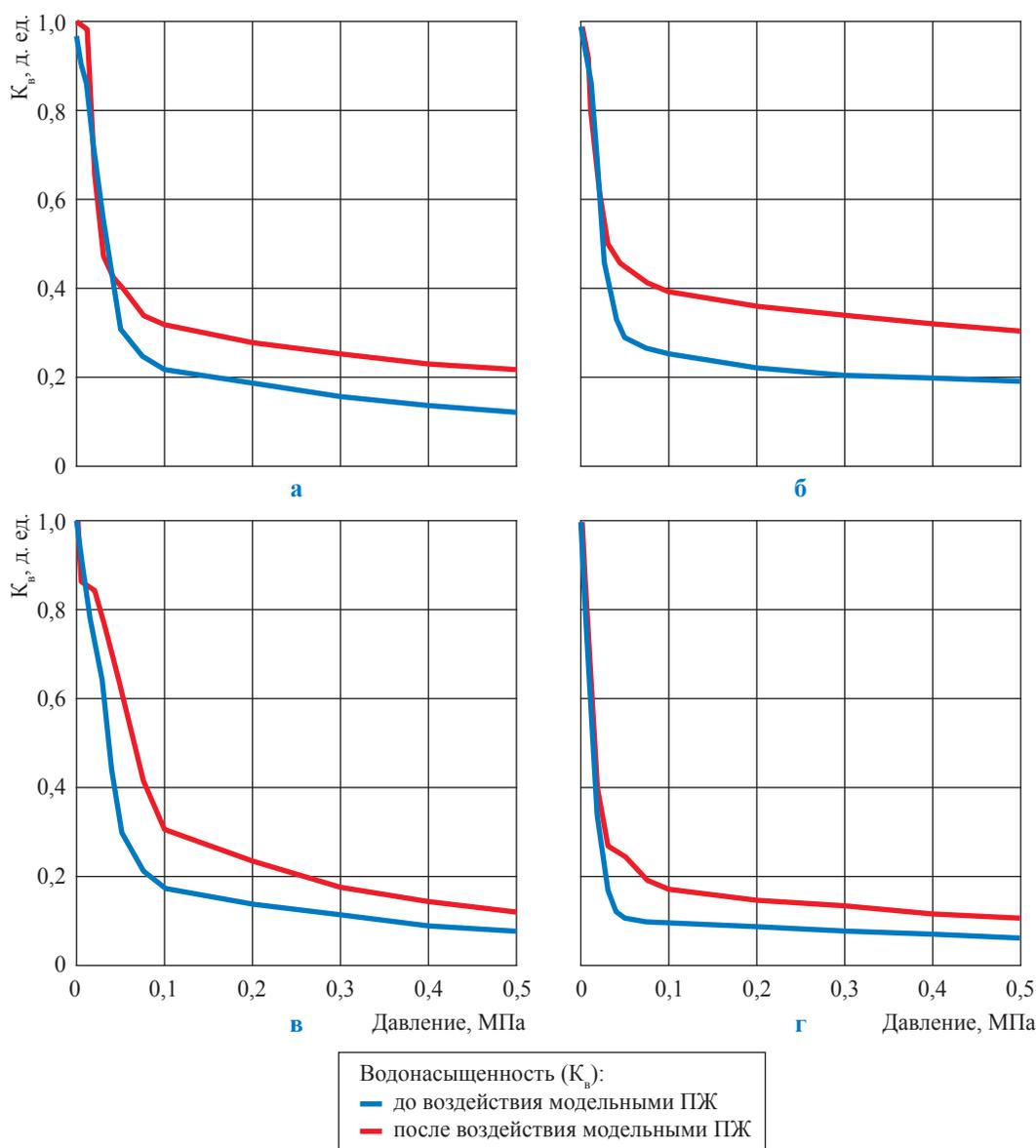


Рис. 1. Сопоставления экспериментальных кривых капилляриметрии до и после воздействия на образцы керна ПЖ, приготовленными с использованием различных реагентов: а – отечественного на пресной основе; б – импортного на пресной основе; в – отечественного на минерализованной основе; г – импортного на минерализованной основе

района Республики Коми. Месторождение расположено в южной части Лыжско-Кыртаельского вала – структуры II порядка, входящей в состав Печоро-Кожвинского мегавала Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Коллекторы представлены кварцевыми мелко- и среднезернистыми песчаниками с регенерационным кварцевым цементом пленочно-порового типа.

На месторождении пробурены семь скважин, в каждой из которых проводился отбор керна. Для экспериментальных исследований отобраны 70 образцов. Проницаемость образцов изменяется в пределах $(1,27...125,18) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$,

среднее значение составляет $59,65 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; пористость – в пределах 7,14...11,74 %, среднее значение составляет 9,46 %.

В связи с тем что в ходе эксперимента на образцы керна предполагалось многократно воздействовать ПЖ, содержащими химические реагенты отечественного и импортного производства, и многократно проводить на них петрофизические исследования, все образцы разделили на четыре группы с близкими свойствами. Каждая группа керна насыщалась модельной ПЖ определенного состава.

На основе детального анализа ПЖ, используемых в отечественной и зарубежной практике

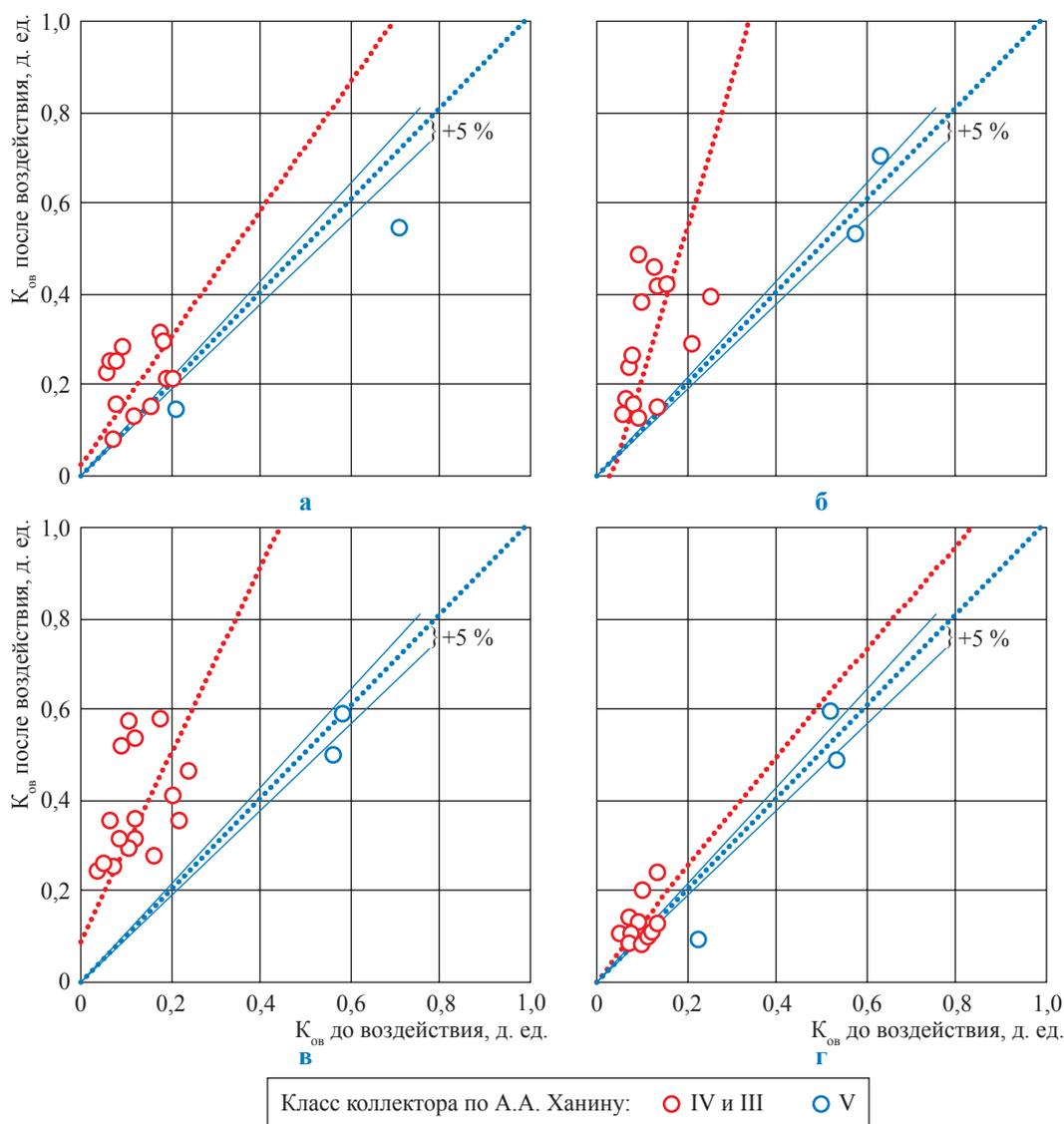


Рис. 2. Сопоставления остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$) образцов керна до и после насыщения ПЖ, приготовленными на основе различных реагентов: а – отечественного на пресной основе; б – импортного на пресной основе; в – отечественного на минерализованной основе; г – импортного на минерализованной основе

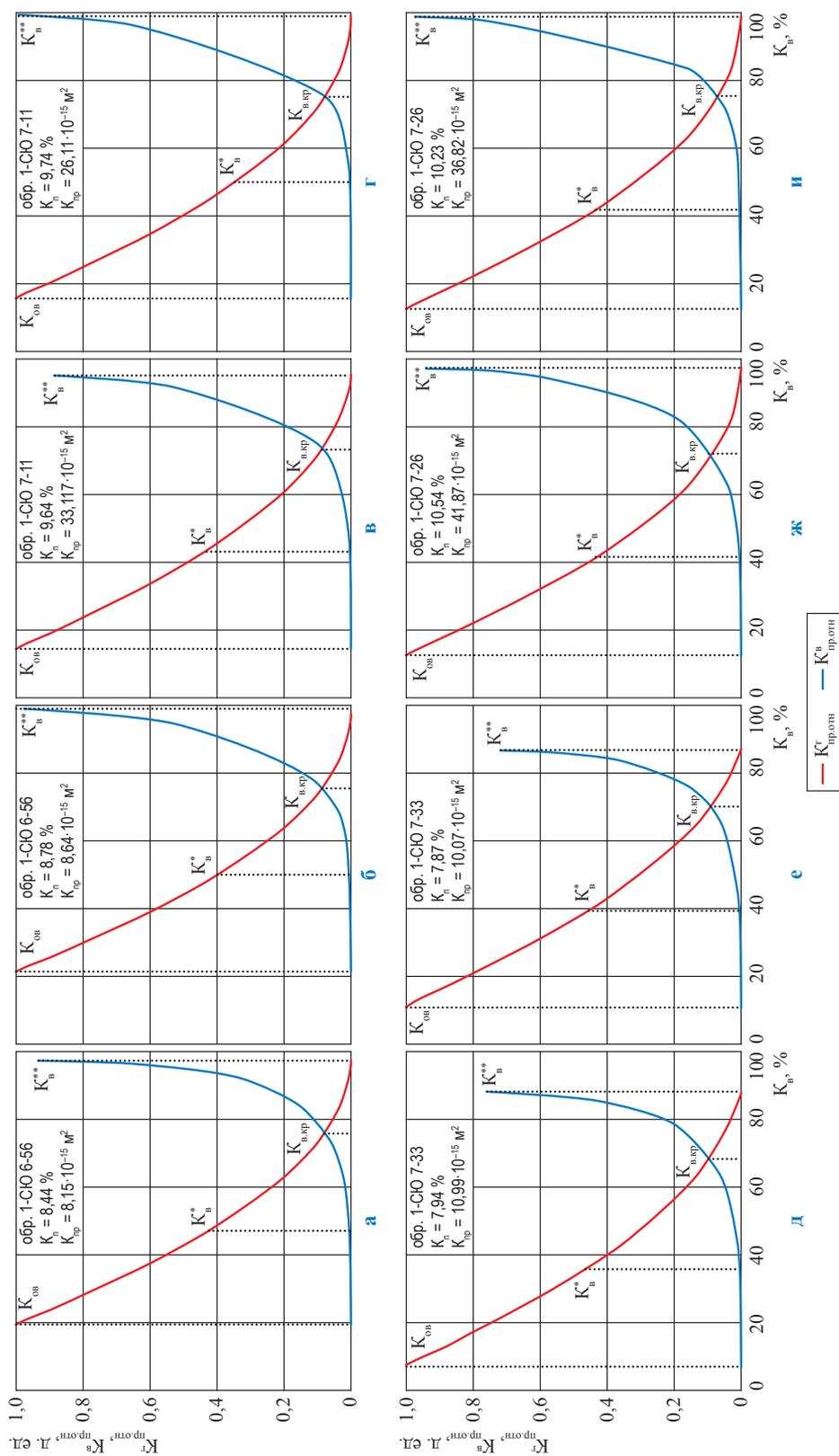


Рис. 3. Сопоставления кривых относительной фазовой проницаемости (ОФП) до (замеры в фоновом режиме) и после воздействия модельной ПЖ на образцы терригенной группы. Реагенты: отечественный на пресной основе (а – фоновый замер, б – после насыщения); импортный на пресной основе (в – фоновый замер, г – после насыщения); отечественный на минерализованной основе (д – фоновый замер, е – после насыщения); импортный на минерализованной основе (ж – фоновый замер, з – после насыщения). Обозначения: $K_{г,пр,отн}^{*}$ – относительные фазовые проницаемости по газу и воде соответственно; $K_{в,пр}$ – пористость; $K_{г,пр}$ – проницаемость. По кривым ОФП устанавливаются критические значения $K_{г,пр}^{*}$, $K_{в,пр}^{*}$, $K_{г,г}^{*}$, $K_{в,г}^{*}$, которые характеризуют разные области газодонасыщенности: $K_{г,г}^{*}$ – критическое значение коэффициента водонасыщенности; область от $K_{г,г}^{*}$ до $K_{г,г}^{*}$ – однофазный поток газа (зона предельной газонасыщенности), вода находится в связанном состоянии; область от $K_{г,г}^{*}$ до $K_{г,г}^{*}$ – двухфазный поток газа и свободной воды, преобладает газ; область от $K_{г,г}^{*}$ до $K_{г,г}^{*}$ – двухфазный поток газа и свободной воды, преобладает вода; область со значениями $K_{г,г}^{*} > K_{г,г}^{*}$ – однофазный поток воды

при первичном вскрытии продуктивных пластов, в качестве модельных ПЖ для насыщения керна были подготовлены ПЖ четырех типов:

- пресная (тип 1) и минерализованная (тип 2) ПЖ без твердой фазы на водной основе с использованием *отечественных реагентов* (полимер марки «Биоксан», ТУ 2458-025-97457491-2010);
- пресная (тип 3) и минерализованная (тип 4) ПЖ без твердой фазы на водной основе с использованием *реагентов иностранных сервисных компаний* (полимеры марок N-VIS/BARAZAN, BARAZAN).

В процессе опыта керн каждой группы подвергался воздействию определенным полимерным раствором в течение нескольких часов. В качестве аппарата для насыщения использовали сатуратор ПИК-СК. Все исследования на керне проводились дважды: до насыщения модельных образцов ПЖ импортного и отечественного производства (фоновый замер) и после насыщения.

Лабораторные измерения выполнялись в атмосферных условиях и при моделировании пластовых условий. При этом измерялись пористость, проницаемость, удельное электрическое сопротивление (УЭС), интервальное время пробега упругой волны, $K_{ов}$, краевой угол смачиваемости. По исходным данным были рассчитаны относительные фазовые проницаемости для газа $K_{пр.отн}^г$ и воды $K_{пр.отн}^в$ (см. рис. 3), параметр насыщенности (P_n), радиусы фильтрующих пор и др.

По результатам сопоставления фоновых замеров и замеров после насыщения образцов керна модельными ПЖ оценена степень влияния ПЖ различных составов и приготовленных на основе различных реагентов на свойства керна. Как показал анализ, наибольшее влияние ПЖ оказывали на результаты капилляриметрии, смачиваемость образцов, остаточную водонасыщенность и УЭС (см. рис. 1–3).

В процессе капилляриметрии создавалось давление до 0,5 МПа. За $K_{ов}$ принималось неснижаемое значение водонасыщенности при увеличении давления (см. точки 0,5 МПа на кривых капиллярного давления на рис. 1).

Данные свидетельствуют, что после насыщения образцов керна ПЖ различных составов водонасыщенность в основном увеличивается. При этом для низкоемких образцов (V класса по классификации А.А. Ханина) $K_{ов}$ изменяется незначительно (в диапазоне 10 %), а для более

высокоемких (IV и III классов) коллекторов может увеличиваться до 2,5 раз (см. рис. 2).

Практически для всех исследуемых ПЖ после воздействия ими на образцы происходит небольшой сдвиг кривых ОФП вправо, т.е. увеличение значений водонасыщенности (см. рис. 3).

График зависимости $P_n = f(K_{ов})$ для замеров, выполненных до и после насыщения ПЖ, приведен на рис. 4: для всех ПЖ кривая фоновых замеров располагается выше кривой замеров после насыщения. Причем наименьшее влияние на эту зависимость оказывает пресная ПЖ с реагентами отечественного производства. Показатель смачиваемости n в уравнении $P_n = a/K_{ов}^n$ для фоновых замеров варьирует в пределах 1,53...1,59, после насыщения ПЖ – в пределах 1,15...1,39, что характерно для более гидрофильных пород (где a – структурный коэффициент). Следует отметить, что зависимость $P_n = f(K_{ов})$ служит основой для определения коэффициентов водо- и нефтегазонасыщенности по данным ГИС, и от ее достоверности во многом зависит конечный результат – запасы УВ.

Опыты показали, что после насыщения образцов полимерными растворами с реагентами отечественного и импортного производства в большинстве случаев водоудерживающая способность керна увеличивается, и получение завершённой кривой капиллярного давления не обеспечивается (при капиллярном давлении до 0,5 МПа значение $K_{ов}$ не является неснижаемым). Это необходимо учитывать при определении $K_{ов}$ как методом капилляриметрии, так и центрифугированием. В случае использования для этого капилляриметрии необходима реализация опытов в системе «газ – вода» при давлениях, значительно превышающих 0,5 МПа (1,0...1,2 МПа и более), а для коллекторов с проницаемостью менее 10^{-13} м² – еще больше. При центрифугировании центрифуги должны делать более 6000 об./мин.

Таким образом, на основе результатов экспериментальных исследований можно сделать следующие выводы:

- 1) после насыщения образцов полимерными растворами с реагентами как отечественного, так и импортного производства в большинстве случаев водоудерживающая способность керна увеличивается.

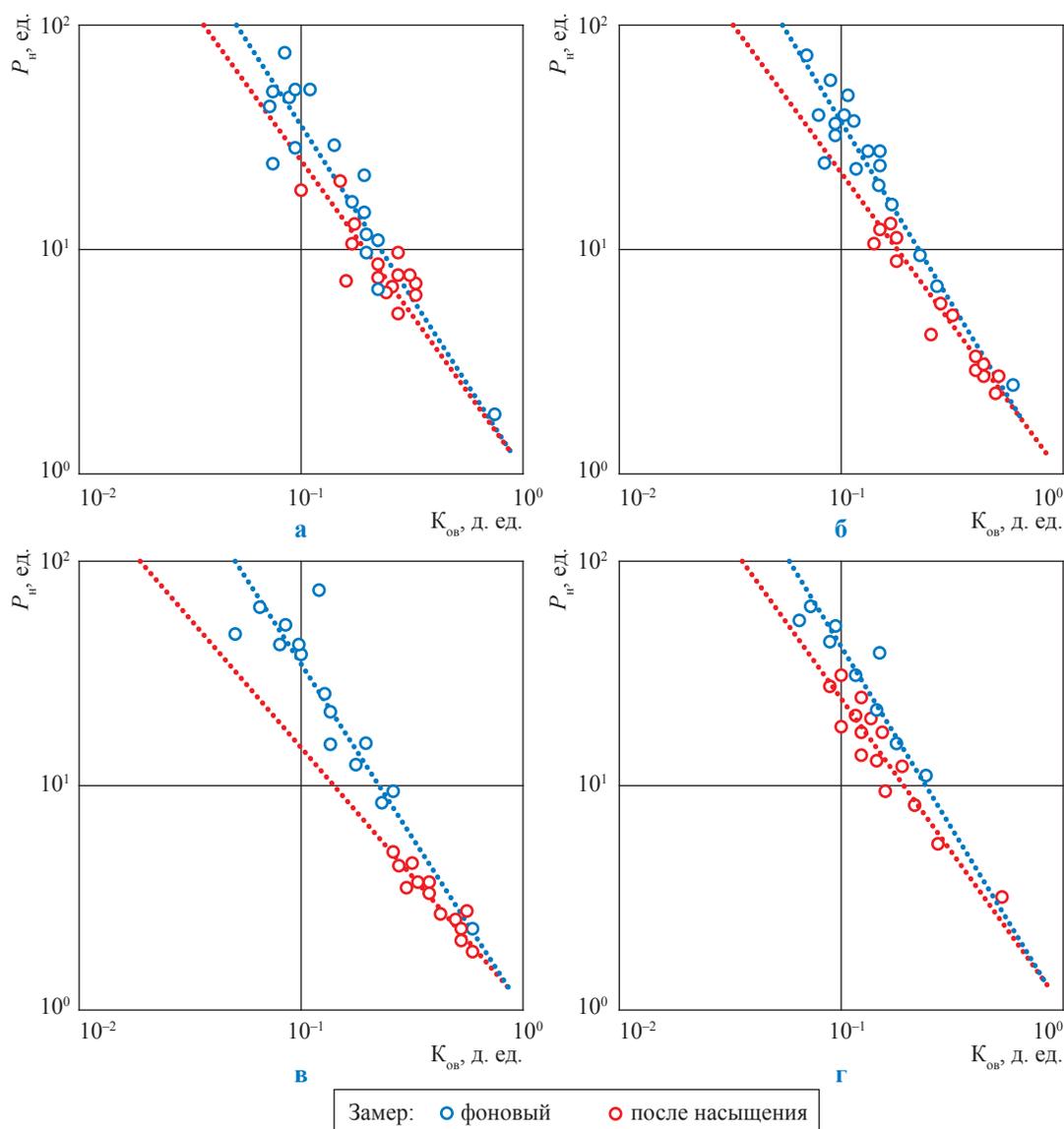


Рис. 4. Графики зависимости P_n от $K_{ов}$ до и после насыщения образцов керн ПЖ, приготовленными с использованием различных реагентов: а – отечественного на пресной основе; б – импортного на пресной основе; в – отечественного на минерализованной основе; г – импортного на минерализованной основе

Чтобы не завышать значение $K_{ов}$ при построении зависимости вида $P_n = f(K_{ов})$ и др., необходимо капиллярметрические измерения проводить при капиллярном давлении $> 1,2$ МПа, а в случае центрифугирования применять центрифуги, вращающиеся быстрее 6000 об./мин;

2) промывочные жидкости с отечественными компонентами не сказываются хуже, чем ПЖ с импортными компонентами, на ФЭС коллекторов, поэтому в условиях замещения импортных реагентов на отечественные аналоги качество вскрытия продуктивных пластов не ухудшится.

Список литературы

1. Вишератина Н.П. Существует ли конфликт между улучшением технологии буровых растворов и информативностью геофизических методов исследования скважин? / Н.П. Вишератина, С.Н. Габова // Инновации в нефтегазовой отрасли. Ч. 1: Геология и геофизика, строительство скважин. – Ухта, 2015. – С. 120–131.

Estimation of drill mud composition impact to porosity and permeability of terrigenous reservoir rocks (on example of Northern-Yugyd oil-gas-condensate field)

N.P. Visheratina¹, S.N. Gabova^{1*}, T.N. Kunitsyna¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta Subsidiary, Bld. 1-a, Sevastopolskaya street, Ukhta, Komy Republic, 169330, Russian Federation

* E-mail: s.gabova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Last years, the highly mineralized polymeric drilling muds (DM) have been used for initial drilling of productive layers in the wells. Positive reaction of reservoir rock properties to muds with polymeric additives is explained by minimal penetration of DM's filtrate into a reservoir (due to poor water return in case of highly mineralized polymeric DMs), and low mudding of a near-well zone (due to light status of a solid phase in a DM).

Analysis of previous research information on DM parameters shows that when drilling changes over to highly-mineralized polymeric muds, there are challenges related to information capacity of well logging, and authenticity of values calculated using these logs. Besides, it is widely thought that some chemical agents of the polymeric DMs can affect the physical properties of core including rock wettability, capillary measurements, etc.

The manner of DMs with different foreign and domestic chemical agents affecting the values of the quantitative parameters being calculated using core measurements and well logs was estimated. Following the results of epy laboratory tests the influence of different DMs to wettability, residual water saturation, and electric resistivity of a reservoir. On the basis of experimental research it is concluded that DMs with domestic components can be applied in field conditions within the framework of import substitution.

Keywords: petrophysical core studies, interpretation of well logs, drill muds, import substitution, polymeric solutions.

References

1. VISHERATINA, N.P., S.N. GABOVA. Is there any conflict between improvement of drill mud technology and information capacity of well logging? [sushchestvuyet li konflikt mezhdru uluchsheniyem tekhnologii burovnykh rastvorov i informativnostyu geofizicheskikh metodov issledovaniya skvazhin?]. In: *Innovations in the petroleum industry* [Innovatsii v neftegazovoy otrasly]. Pt. 1: Geology and geophysics, construction of wells [Geologiya i geofizika, stroitelstvo skvazhin]. Ukhta, 2015, pp. 120–131. (Russ.).