



УДК 622.245.544/ 622.24.063.2

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ НА ВЕЛИЧИНУ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ВОДНОЙ ФАЗЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ОБРАБОТАННЫХ ПАВАМИ



THE EFFECT OF TEMPERATURE AND PRESSURE ON THE SURFACE TENSION OF THE AQUEOUS PHASE OF DRILLING FLUIDS TREATED WITH SURFACTANTS

Бороздин Сергей Олегович

старший преподаватель
кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
borozdin.s@gubkin.ru

Подгорнов Валерий Михайлович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
borozdin.s@gubkin.ru

Аннотация. При депрессионном вскрытии продуктивных низкопроницаемых коллекторов не смотря на отсутствие гидродинамической фильтрации в пласт может проникать водная фаза в результате капиллярной пропитки, интенсивность которой определяется величиной межфазного натяжения. Обработка буровых растворов ПАВами производится для регулирования межфазного натяжения на границе фильтрата с пластовыми флюидами, однако их эффективность в термобарических условиях забоя скважины не сохраняется при повышении температуры и давления. Исследования влияния термобарических условий на величину межфазного натяжения водной фазы буровых растворов, обработанных различными ПАВами, проводились с использованием программного обеспечения DSA1 для анализа формы и размера висящей или лежащей капли, полученных при различных термобарических условиях на приборе KRUSS DSA 100. Установлено, что реагент Safe-Surf WN (2,2'-Оксидиэтанол) уже при малых концентрациях (0,1 %) эффективен при давлениях в диапазоне от 80 до 345 бар и температурах в диапазоне от 45 до 90 град.

Ключевые слова: межфазное натяжение, капиллярная пропитка, депрессионное вскрытие, термобарические условия на забое.

Borozdin Sergey Olegovich

Senior Lecturer,
Oil and Gas Well Drilling Department,
Gubkin University
borozdin.s@gubkin.ru

Podgornov Valery Mikhailovich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Professor of Department
of Oil and Gas Well Drilling,
Gubkin University
borozdin.s@gubkin.ru

Annotation. During the underbalanced drilling of productive low-permeability reservoirs, despite the absence of hydrodynamic filtration, the aqueous phase can penetrate into the formation as a result of capillary imbibition, the intensity of which is determined by the magnitude of interfacial tension. Drilling fluids are treated with surfactants to control interfacial tension at the boundary of the filtrate with formation fluids, however, their effectiveness in thermobaric conditions of the bottom hole is not preserved with increasing temperature and pressure. Investigations of the influence of thermobaric conditions on the interfacial tension of the aqueous phase of drilling fluids treated with various surfactants were carried out using DSA1 software to analyze the shape and size of a hanging or lying drop obtained under different thermobaric conditions on a KRUSS DSA 100 instrument. It was found that Safe-Surf WN (2,2'-Oxydiethanol) is already effective at low concentrations (0.1 %) at pressures in the range from 80 to 345 bar and temperatures in the range from 45 to 90 degrees.

Keywords: interfacial tension, capillary imbibition, underbalanced drilling, thermobaric conditions at the bottom.

Введение

В практике бурения скважин, особенно при вскрытии продуктивных коллекторов, для регулирования межфазного натяжения используются ПАВ. Рекомендуемые рецептуры обработок буровых растворов ПАВами, чаще всего, не учитывают термобарические условия на забое скважины, в результате не всегда в полной мере получают желаемый результат.

Особенно важно иметь фактические значения межфазного натяжения при исследовании физико-химических процессов, происходящих при первичном вскрытии пласта в процессе формирования зоны проникновения фильтратов буровых растворов. В низкопроницаемых газонасыщенных коллекторах скорость капиллярной пропитки в ряде случаев соизмерима со скоростью проникновения фильтрата бурового раствора в пласт при гидродинамической фильтрации [1].

Известно, что скорость продвижения фронта пропитки зависит от капиллярного давления, величина которого зависит от межфазного натяжения [2, 3].



Чаще всего проникновение фильтрата бурового раствора в пласт исследуется под действием репрессии со стороны ствола скважины. В этом случае сложно оценить участие физико-химических процессов в формировании зоны проникновения фильтрата бурового раствора.

Отдельные исследователи изучают проникновение фильтрата бурового раствора в пласт при бурении на равновесии или же депрессии [4–7], регистрируют снижение загрязнения продуктивного пласта фильтратом бурового раствора и отмечают участие при этом капиллярного проникновения водной фазы в призабойную зону пласта. С помощью геофизических измерений удельного сопротивления в призабойной зоне коллектора через определённые промежутки времени можно оценить интенсивность капиллярной пропитки при бурении на равновесии и депрессии в реальных условиях [8–12]. Приводится методика определения капиллярной пропитки, точность которой сопоставима с каротажными данными [12].

Низкопроницаемые пласты гораздо более чувствительны к воздействию физико-химических воздействий, вызывающих повреждение пласта, и в результате глубина поврежденной зоны за счёт капиллярной пропитки может быть существенной и не всегда преодолается перфорационными каналами [14, 15, 16].

Таким образом, необходимо оценивать и при необходимости регулировать капиллярную пропитку продуктивного коллектора фильтрата бурового раствора с целью управления процессом формирования зоны проникновения фильтрата. Для этой цели используются определённые ПАВ, с помощью которых можно регулировать капиллярную активность фильтратов буровых растворов. Капиллярное давление, определяющее скорость капиллярной пропитки, зависит радиуса поровых каналов, от угла смачивания и межфазного натяжения.

В научно-технической литературе обозначены основные факторы, влияние которых на величину межфазного натяжения между нефтью и пластовыми водами в продуктивных пластах, можно обобщить следующим образом:

1. Температура: повышение температуры приводит к уменьшению межфазного натяжения.
2. Давление: повышение давления также уменьшает межфазное натяжение.
3. Газ, растворенный в нефти и воде: чем больше растворенного в нефти газа при давлении выше точки кипения, тем меньше межфазное натяжение; чем больше растворенного газа при давлении ниже точки кипения, тем больше межфазное натяжение.
4. Вязкость: уменьшение различий в величине вязкости нефти и воды приводит к уменьшению межфазного натяжения.
5. Плотность: уменьшение различий в плотности нефти и воды обычно приводит к уменьшению межфазного натяжения; снижение плотности, как правило, означает и снижение вязкости; таким образом, связь между плотностью и межфазным натяжением может быть аналогична связи между последним и вязкостью.
6. ПАВ: величина межфазного натяжения зависит от активности ПАВ в реальных термодинамических условиях.

Таким образом, чтобы регулировать скорость капиллярной пропитки необходимо подобрать ПАВы применительно к реальным пластовым условиям с учётом влияния термобарических условий на величину межфазного натяжения.

Исследования влияния температуры и давления на величину межфазного натяжения водной фазы буровых растворов, обработанных ПАВами, проводились с использованием прибора KRUSS DSA 100. Для измерения поверхностного и межфазного натяжения в приборах серии DSA для измерения краевого угла используется метод висящей капли. В камере прибора имеется окно для фиксирования формы и размеров висящей капли, изображения которой фиксируется для обработки. Так как поверхностное натяжение стремится минимизировать площадь поверхности жидкости, то геометрия капли в отсутствие гравитации должна соответствовать идеальной сфере, т.к. на каплю действуют силы гравитации, то она вытягивается вдоль оси действия сил гравитации. По форме деформации капли вычисляется угол смачивания и величина межфазного напряжения при моделируемых термобарических условиях. Прибор поставляется вместе с программным обеспечением DSA1, которое позволяет вычислить поверхностное натяжение контактирующих жидкостей по форме и размеру висящей или лежащей капли [17]. Измерение производится в автоматическом режиме.

Со оптическим оборудованием прибора допустимый диапазон измерения составляет от 0,1 мН/м до нескольких сотен мН/м. В качестве «углеводородной фазы» использовался керосин ТС-1, в качестве «фильтрата бурового раствора» использовалась дистиллированная вода с добавлением ПАВ различных типов: ECF-1840 – содержит бутоксиэтанол, лимонную кислоту, нефтяные дистилляты и алкильный эфир кукурузного сахара; ECF-1841 – содержит алкильный эфир кукурузного сахара; Safe-Surf O – гидрофиллизатор, растворяет нефть; Safe-Surf WN – 2,2'-Оксидиэтанол, используется при обработке ствола лучшего сцепления цементного камня с породой и металлом обсадной колонны; Нефтенол К – многокомпонентная смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ разного химического строения.



Зависимости межфазного натяжения от концентрации ПАВ при атмосферных условиях приведены на рисунке 1.

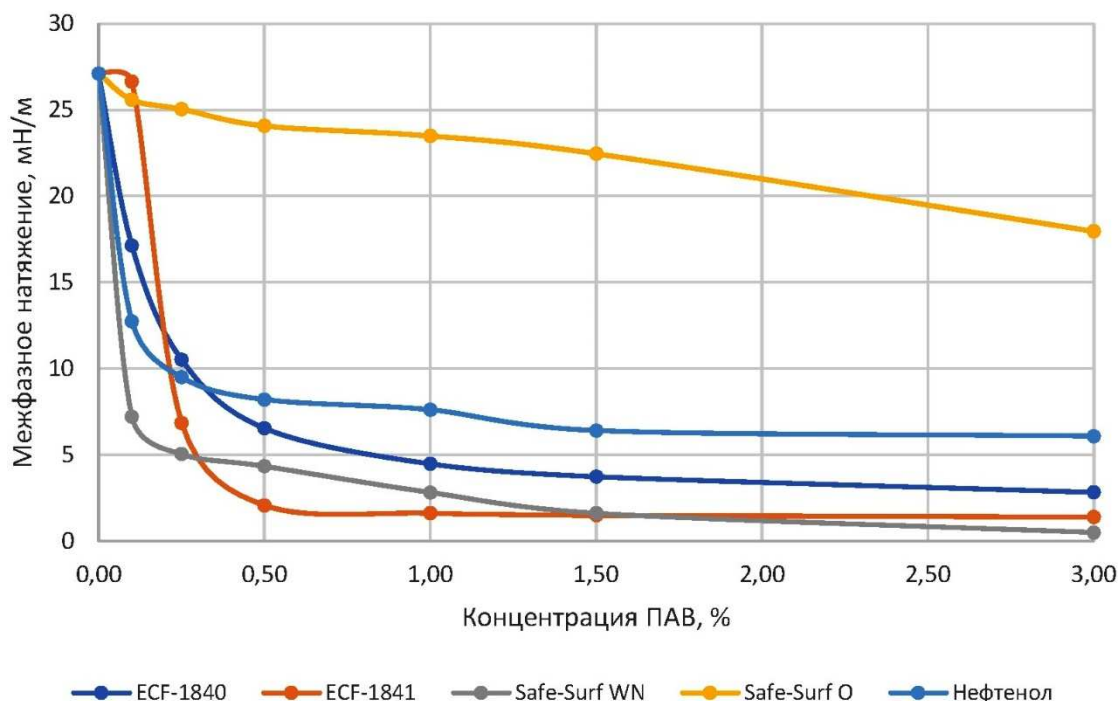


Рисунок 1 – Зависимость межфазного натяжения от концентрации ПАВ при атмосферных условиях

Из рисунка 1 следует, что наиболее заметно межфазное натяжение снижают Safe-Surf WN и ECF-1841, содержащие большее количество алкильного эфира кукурузного сахара. А наименьшее снижение межфазного натяжения дает Safe-Surf O и нефтенол.

Исследование влияния температуры и давления на межфазное натяжение проводились в специальной камере прибора KRUSS DSA 100, в которой моделировались варианты сочетания давления и температуры, типичные для промышленных условий Западной Сибири, поскольку в пластовых условиях эти два фактора действуют одновременно.

Применялись сочетания термобарических условий (обозначены также как на последующих рисунках): 1 – 23 °С – 1 бар; 2 – 45 °С – 80 бар; 3 – 70 °С – 240 бар; 4 – 90 °С – 345 бар.

Полученные результаты показаны на рисунках 2–4.

Safe-Surf WN

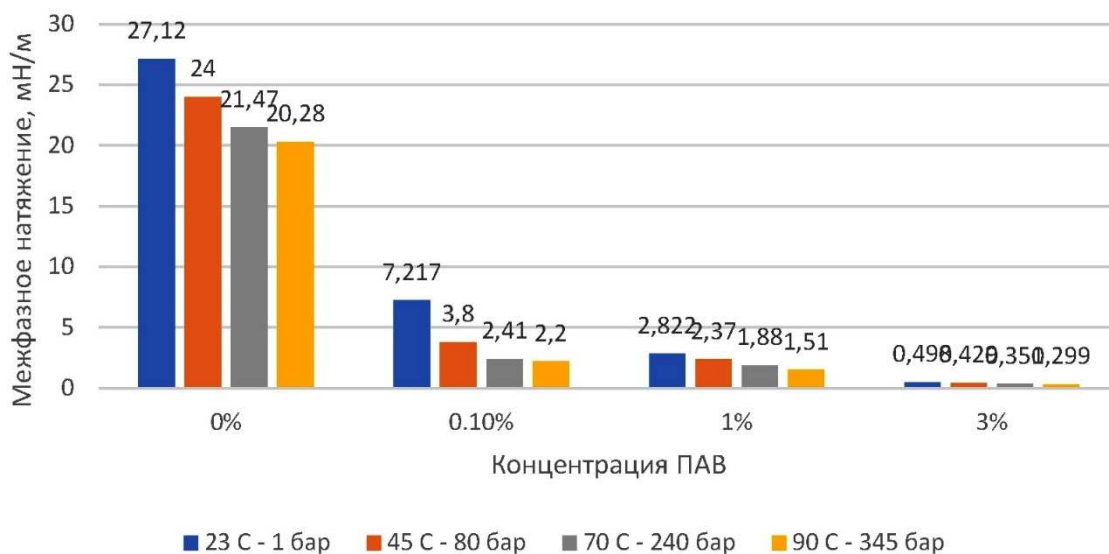


Рисунок 2 – Зависимость межфазного натяжения от давления, температуры и концентрации ПАВ Safe-Surf WN



Safe-Surf O

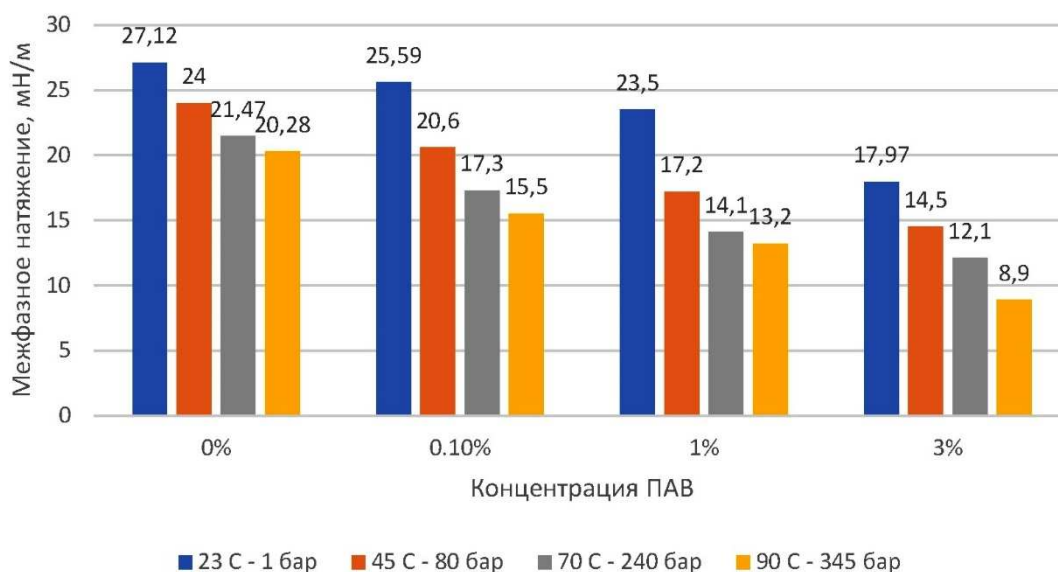


Рисунок 3 – Зависимость межфазного натяжения от давления, температуры и концентрации ПАВ Safe-Surf O

ECF-1840

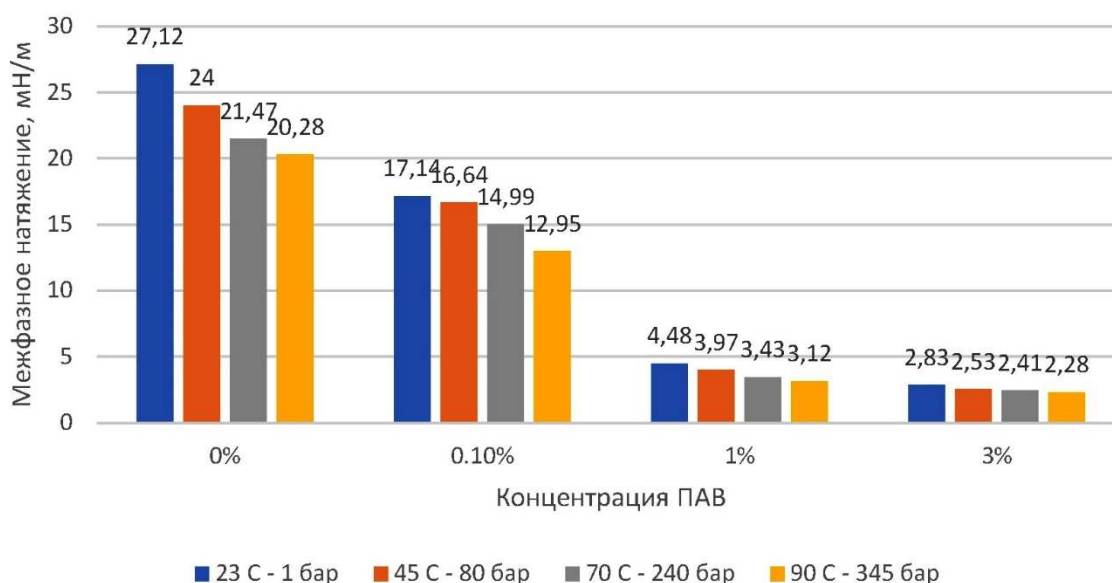


Рисунок 4 – Зависимость межфазного натяжения от давления, температуры и концентрации ПАВ ECF-1840

Из рис. 2-4 следует, что из исследованных ПАВ наиболее эффективен Safe-Surf WN (химическое название вещества «2,2'-Оксидизтанол», структурная формула C₄H₁₀O₃, класс 1 согласно классификации по опасности загрязнения воды) т.к. он уже при концентрации 0,1 % снижает межфазное натяжение при исследованных сочетаниях термобарических условий и может активно влиять на процесс капиллярной пропитки в пластовых условиях.

Выводы.

Чтобы регулировать межфазное натяжение на контакте водный фильтрат бурового раствора с углеводородной фазой, насыщающий коллектор, необходимо подобрать ПАВы применительно к пластовым условиям с учётом влияния термобарических условий на величину межфазного натяжения. Проведённые исследования зависимости межфазного натяжения от термобарических условий позволяют сделать вывод, что реагент Safe-Surf WN при минимальных концентрациях в буровых растворах (0,1 %) обеспечивает снижение величины поверхностного натяжения меньше 4 мН/м при давлении в диапазоне от 80 до 345 бар и температурах в диапазоне от 45 до 90 град., что даёт возможность использовать его для регулирования в забойных условиях кинетики капиллярной пропитки ПЗП гранулярных газонасыщенных коллекторов.



Литература

1. Бороздин С.О., Подгорнов В.М. Чувствительность коллектора к физико-химическим процессам при формировании зоны проникновения // Газовая промышленность. – 2016. – № 4. – С. 13–17.
2. Al-Ameri Aymen, Gamadi Talal, Watson Marshall, 2018. The Impact of the Fracturing Fluid Spontaneous Imbibition on the Petrophysical Properties of Low Permeability Reservoirs, 10.2118/189570-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-189570-MS, SPE.
3. Deng L., & King M.J. (2018, August 9). Theoretical Investigation of Water Blocking in Unconventional Reservoirs Due to Spontaneous Imbibition and Water Adsorption. Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC-2018-2875353.
4. Хомейнизаде Масуд. Экспериментальное исследование повреждений в трещиноватых коллекторах (обусловленных самопроизвольным впитыванием) при бурении на депрессии / Масуд Хомейнизаде, Халил Шахбази, Саяд Реза Шадизаде // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 3.
5. Friedel Torsten, Voigt Hans-Dieter, 2004. Numerical Simulation of the Gas Inflow During Underbalanced Drilling (UBD) and Investigation of the Impact of UBD on Longtime Well Productivity, 10.2118/91558-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-91558-MS, SPE.
6. Khansari Alireza Naziri, 2009. Evaluation of Well Productivity Loss Due to Formation Damage Caused by Spontaneous Imbibition in Underbalanced Drilling, 10.2118/122268-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-122268-MS, SPE.
7. R. Arabjamaloei, S. Shadizadeh, M. Ekramzadeh, A. Hamzei & M. Azad (2011) Numerical Model of Counter-current Spontaneous Imbibition in Underbalanced Drilling: Formation Damage Investigation, Petroleum Science and Technology, 29:16, 1615-1624, DOI: 10.1080/10916460903581369.
8. Jiang Yanjiao & Sun Jianmeng & Gao Jianshen & Zhang Pengyun & Cui Jiangman (2017). A simulation of mud invasion and characteristics of array laterolog responses in a low-permeability gas reservoir: A case study. Journal of Geophysics and Engineering. 14. 456-465. 10.1088/1742-2140/aa5e69.
9. Jiang Yanjiao & Sun Jianmeng & Gao Jianshen & Cui Jiangman. (2017). Mud invasion and array laterolog responses in horizontal well based on numerical simulation. Journal of Geophysics and Engineering. 14. 15-25. 10.1088/1742-2132/14/1/15.
10. Нестерова Г.В. Эволюция зоны проникновения по данным повторного каротажа и гидродинамического моделирования / Г.В. Нестерова, А.А. Кашеваров, И.Н. Ельцов // Каротажник. – 2008. – № 1 (166). – С. 52–68.
11. Нестерова Г.В. Моделирование проникновения сильнопроводящего бурового раствора в пласт / Г.В. Нестерова, А.А. Кашеваров, И.Н. Ельцов // Каротажник. – 2008. – № 9 (174). – С. 45–60.
12. Формирование зоны проникновения по данным натурального эксперимента / А.А. Кашеваров [и др.] // Каротажник. – 2009. – № 4 (181). – С. 109–119.
13. Adams Stephen. Modeling Imbibition Capillary Pressure Curves, 10.2118/84298-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-84298-MS, SPE.
14. Qutob Hani, Byrne Micheal, Wed Jun 03 01:00:00 BST 2015. Formation Damage in Tight Gas Reservoirs, 10.2118/174237-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-174237-MS, SPE.
15. Ramalho John, Suryanarayana P.V., Vaidya Ravi, Wu Zhan, 2006. Qualification of Overbalanced-Induced Invasive Damage and the Estimation of Equivalent Skin Effect on Production, 10.2118/104467-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-104467-MS, SPE.
16. Кошелев В.Н., Шишков С.Н. Обеспечение качественного вскрытия продуктивных пластов в условиях аномально низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 38–41.
17. Руководство по эксплуатации прибора для измерения межфазного натяжения KRUSS DSA 100.

References

1. Borozdin S.O., Podgorinov V.M. Collector sensitivity to the physical and chemical processes at formation of the penetration zone (in Russian) // Gas industry. – 2016. – № 4. – P. 13–17.
2. Al-Ameri Aymen, Gamadi Talal, Watson Marshall, 2018. The Impact of the Fracturing Fluid Spontaneous Imbibition on the Petrophysical Properties of Low Permeability Reservoirs, 10.2118/189570-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-189570-MS, SPE.
3. Deng L., & King M.J. (2018, August 9). Theoretical Investigation of Water Blocking in Unconventional Reservoirs Due to Spontaneous Imbibition and Water Adsorption. Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC-2018-2875353.
4. Khomeinizade Masood. Experimental study of damages in cracked reservoirs (caused by spontaneous absorption) during underbalanced drilling / Masud Khomeinizade, Khalil Shahbazi, Sayad Reza Shadizade // Oil and gas case. – 2013. – № 3.
5. Friedel Torsten, Voigt Hans-Dieter, 2004. Numerical Simulation of the Gas Inflow During Underbalanced Drilling (UBD) and Investigation of the Impact of UBD on Longtime Well Productivity, 10.2118/91558-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-91558-MS, SPE.
6. Khansari Alireza Naziri, 2009. Evaluation of Well Productivity Loss Due to Formation Damage Caused by Spontaneous Imbibition in Underbalanced Drilling, 10.2118/122268-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-122268-MS, SPE.
7. R. Arabjamaloei, S. Shadizadeh, M. Ekramzadeh, A. Hamzei & M. Azad (2011) Numerical Model of Counter-current Spontaneous Imbibition in Underbalanced Drilling: Formation Damage Investigation, Petroleum Science and Technology, 29:16, 1615-1624, DOI: 10.1080/10916460903581369.



8. Jiang Yanjiao & Sun Jianmeng & Gao Jianshen & Zhang Pengyun & Cui Jiangman (2017). A simulation of mud invasion and characteristics of array laterolog responses in a low-permeability gas reservoir: A case study. *Journal of Geophysics and Engineering*. 14. 456-465. 10.1088/1742-2140/aa5e69.
9. Jiang Yanjiao & Sun Jianmeng & Gao Jianshen & Cui Jiangman. (2017). Mud invasion and array laterolog responses in horizontal well based on numerical simulation. *Journal of Geophysics and Engineering*. 14. 15-25. 10.1088/1742-2132/14/1/15.
10. Nesterova G.V. Evolution of the penetration zone according to the repeated logging and hydrodynamic simulation data (in Russian) / G.V. Nesterova, A.A. Kashevarov, I.N. Yeltsov // *Karotazhnik*. – 2008. – № 1 (166). – P. 52–68.
11. Nesterova G.V. Simulation of a strong-conducting drilling mud penetration into a stratum (in Russian) / G.V. Nesterova, A.A. Kashevarov, I.N. Yeltsov // *Karotazhnik*. – 2007. – 2008. – № 9 (174). – P. 45–60.
12. Formation of the penetration zone according to the natural experiment data / A.A. Kashevarov [et al.] // *Karotazhnik*. – 2009. – № 4 (181). – P. 109–119.
13. Adams Stephen. Modeling Imbibition Capillary Pressure Curves, 10.2118/84298-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-84298-MS, SPE.
14. Qutob Hani, Byrne Micheal, Wed Jun 03 01:00:00 BST 2015. Formation Damage in Tight Gas Reservoirs, 10.2118/174237-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-174237-MS, SPE.
15. Ramalho John, Suryanarayana P.V., Vaidya Ravi, Wu Zhan, 2006. Qualification of Overbalanced-Induced Invasive Damage and the Estimation of Equivalent Skin Effect on Production, 10.2118/104467-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-104467-MS, SPE.
16. Koshelev V.N., Shishkov S.N. Maintenance of a quality opening of the productive strata under the abnormally low formation pressure (in Russian) // *Oil economy*. – 2007. – № 6. – P. 38–41.
17. Operating manual of the KRUSS DSA 100 interface tension measuring device.