



УДК 622

УПРАВЛЕНИЕ СВОЙСТВАМИ ФИЛЬТРАТА БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА



MANAGING OF DRILLING FLUID FILTRATE PROPERTIES TO PRESERVE FILTRATION PROPERTIES OF RESERVOIR

Нечаева Ольга Александровна

кандидат технических наук, доцент
доцент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
nechaevaola@gmail.com

Никитин Василий Игоревич

кандидат технических наук,
доцент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
nikitin@list.ru

Фесенко Наталия Александровна

магистрант кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
fesenkona@inbox.ru

Аннотация. В данной статье произведен анализ свойств фильтратов буровых промывочных жидкостей на водной основе, применяемых при вскрытии продуктивных пластов. При контакте фильтрата в поровом пространстве пласта с пластовым флюидом возникает снижение исходной проницаемости. Изменение свойств фильтрата может способствовать сохранению фильтрационных свойств пласта. Исследуемыми параметрами фильтрата являются динамическая вязкость и поверхностное натяжение.

Ключевые слова: буровой раствор, промывочная жидкость, фильтрат, проницаемость, межфазное натяжение, вязкость.

Nechaeva Olga Aleksandrovna

Ph.D., Associate Professor
of Department «Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
nechaevaola@gmail.com

Nikitin Vasilii Igorevich

Ph.D., Associate Professor
of Department «Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
nikitin@list.ru

Fesenko Nataliya Aleksandrovna

Master's Degree Student
of Department «Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
fesenkona@inbox.ru

Annotation. This article analyzes the properties of filtrates of drilling fluids, water-based, used in the opening of reservoirs. Upon contact of the filtrate in the pore space of the formation with the formation fluid, a decrease in the initial permeability occurs. Changing the properties of the filtrate can help preserve the filtration properties of the formation. The studied filtrate parameters are dynamic viscosity and surface tension.

Keywords: drilling fluid, flushing fluid, filtrate, permeability, interfacial tension, viscosity.

Физико-химическое воздействие буровой промывочной жидкости на пласт влияет на состояние призабойной зоны пласта при первичном вскрытии, образуя зону с пониженной по сравнению с естественной, проницаемостью, что в свою очередь может негативно повлиять на дальнейшую эксплуатацию скважины [1].

Как правило, проницаемость призабойной зоны пласта ухудшается из-за проникновения твердой фазы промывочной жидкости и её фильтрата в результате репрессии. Также с точки зрения негативного влияния на призабойную зону двойственный характер несет образование фильтрационной корки и зоны кольматации твердыми частицами. В одном случае, фильтрационная корка и поровое пространство, заполненное дисперсной фазой, снижают зону проникновения фильтрата промывочной жидкости, но в другом, при неполном их извлечении возможна значительная потеря проницаемости в призабойной зоне продуктивного пласта. Поэтому очень важно при выборе рецептуры буровой промывочной жидкости уделять внимание управлению параметрами корки, такими как толщина, структура и динамика нарастания, а также её проницаемость [2].

На процесс фильтрации в поровом пространстве влияют свойства фильтрата буровой промывочной жидкости, такие как плотность, вязкость и поверхностное натяжение. Если детально рассматривать влияние каждого из параметров, то можно сделать выводы о том, что плотность фильтрата буровой промывочной жидкости на водной основе всегда близка к плотности воды, и выше плотности



нефти, поэтому управление данным параметром не является значимым. На основании анализа уравнений двухфазной фильтрации можно оценить влияние вязкости фильтрата на глубину его проникновения [3]. Если сравнивать вязкости фильтратов буровых промывочных жидкостей на водной основе, то наибольшей вязкостью обладают фильтраты полимерных систем. В отличие от плотности, вязкость фильтрата может значительно отличаться от вязкости воды (рис. 1.). Также следует отметить, что вязкость фильтрата в значительной степени зависит от температуры (рис. 2.), поэтому исследования необходимо проводить при пластовых температурах. При проведении анализа по возможности регулирования вязкостью фильтрата при помощи изменения пластической вязкости буровой промывочной жидкости, было установлено, что в общем случае корреляционная связь между этими параметрами не высокая (рис. 3.). Есть предположение, что для некоторых типов промывочных систем вязкость фильтрата и пластическая вязкость жидкости могут иметь более сильную корреляционную зависимость, чего нельзя сказать в обобщенном случае, применимо ко всем жидкостям.

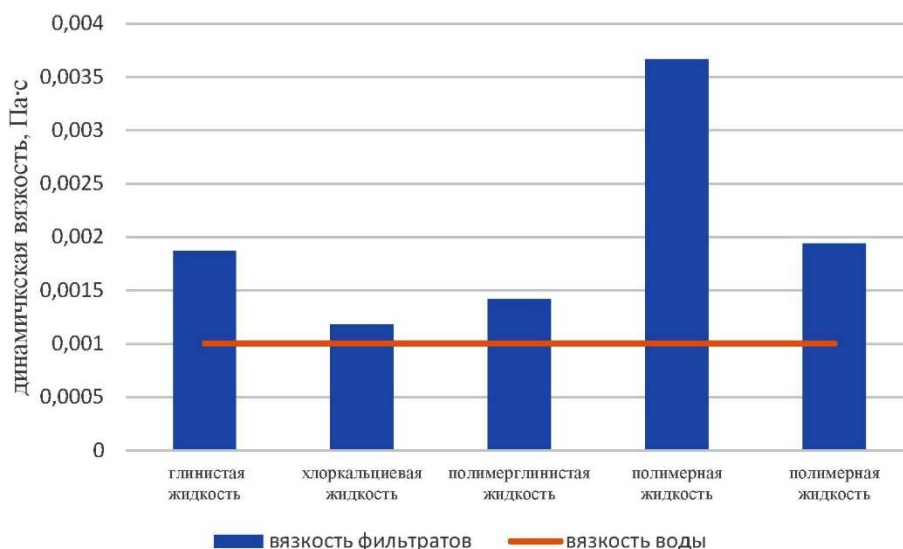


Рисунок 1 – Сравнение вязкости фильтратов буровых промывочных систем с вязкостью воды, при 20 °C

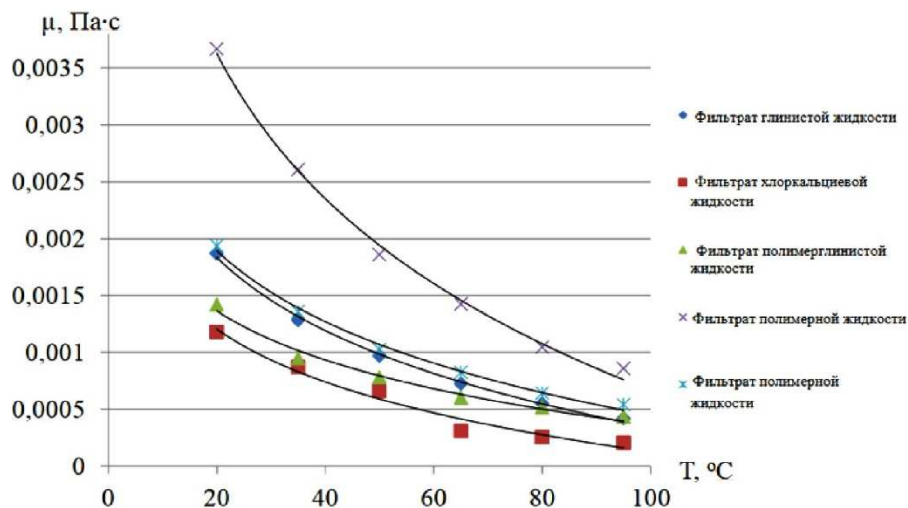


Рисунок 2 – Зависимость динамической вязкости фильтрата промывочной жидкости от температуры

Химическое взаимодействие фильтрата буровых промывочных жидкостей с пластовым флюидом может быть зафиксировано при помощи измерения относительной фазовой проницаемости (ОФП). Определение относительной фазовой проницаемости для фильтрата и нефти является трудоёмкой задачей в связи с необходимостью использования специализированного оборудования и в связи с несовершенством измерительных и расчетных методов.

Для определения ОФП применяются прямые и косвенные методы. К прямым относятся лабораторные методы: стационарной (установившейся) фильтрации и вытеснения. К косвенным: расчетные методы по кривым капиллярного давления, по промысловым данным, по данным геофизических



исследований скважин. Наиболее достоверны прямые лабораторные методы определения ОФП. В результате этих исследований получают кривые ОФП. В методе стационарной фильтрации, определение коэффициентов фазовых проницаемостей проводится при совместном течении двух фаз при разном процентном соотношении фаз. При этом наиболее достоверная картина ОФП получается при увеличении экспериментальных точек, что значительно увеличивает трудоёмкость эксперимента. Среди косвенных методов наибольшее применение нашёл метод расчета ОФП по кривым капиллярного давления. Также расчетные методы могут с некоторой точностью производить расчет моделей ОФП [4]. На характер экспериментальных кривых ОФП помимо структуры порового пространства оказывают влияние также ряд других факторов: поверхностное и межфазное натяжения; гидрофобность коллектора, температура; скорость фильтрации; изменение направления насыщения [5].

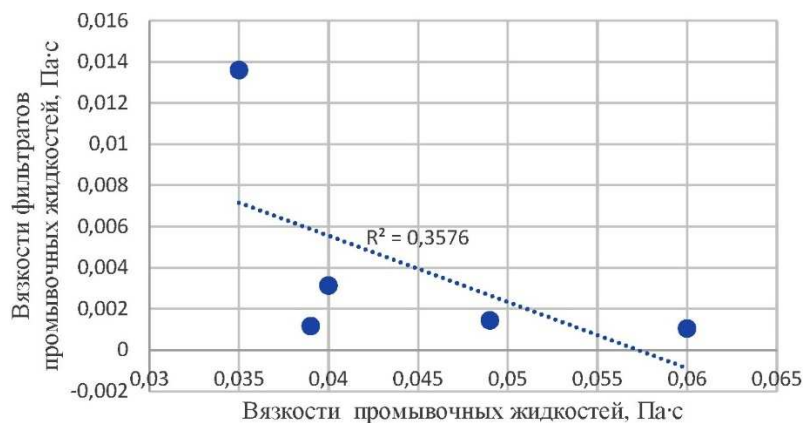


Рисунок 3 – Зависимость плотности фильтрата промывочной жидкости от температуры

В результате проведённых исследований можно определить перспективное направление для повышения качества вскрытия пластов – управление свойствами фильтрата жидкости вскрытия продуктивного пласта. Из важнейших свойств, подлежащих оптимизации выделяется вязкость фильтрата и поверхностное натяжение. Так как управление вязкостью фильтрата неизбежно приведёт к изменению пластической вязкости и фильтратоотдачи, то наиболее перспективным является применение специальных химических реагентов для снижения поверхностного натяжения. Снижение поверхностного натяжения фильтрата приводит к снижению капиллярного давления, что благоприятно влияет на восстановление проницаемости призабойной зоны после первичного вскрытия. Данный факт подтверждается экспериментально.

Литература

1. Никитин В.И. Динамика проникновения фильтрата буровых промывочных систем на водной основе в пласт / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 11. – С. 40–42.
2. Никитин В.И. Определение проницаемости фильтрационной корки бурового раствора путём анализа кривой фильтрационного процесса // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 10. – С. 48–50.
3. Никитин В.И. Применение расчетного критерия для выбора жидкости вскрытия продуктивного пласта / В.И. Никитин, В.В. Живаева, О.А. Нечаева // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 6. – С. 48–50.
4. Хасанов М.М. Об использовании априорной информации при определении фазовых проницаемостей по данным нестационарных исследований / М.М. Хасанов, С.А. Кондратцев, Н.Т. Карачурин // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 8–10. – С. 12–15.
5. Тимашев Э.О. Исследования влияния смачиваемости порового пространства карбонатных пластов месторождений Самарской области на коэффициент вытеснения нефти водой / Э.О. Тимашев, Е.С. Калинин, П.В. Павлов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 5. – С. 39–41.

References

1. Nikitin V.I. Dynamics of filtrate invasion of water-based drilling flushing systems into the formation / V.I. Nikitin, V.V. Zhivaeva // Construction of oil and gas wells onshore and offshore. – 2017. – № 11. – P. 40–42.
2. Nikitin V.I. Determination of the permeability of the mud cake by analyzing the curve of the filtration process // Oil. Gas. Novation. – 2018. – № 10. – P. 48–50.
3. Nikitin V.I. Application of the design criterion for the choice of the reservoir fluid / V.I. Nikitin, V.V. Zhivaeva O.A. Nechaeva // Oil. Gas. Novation. – 2018. – № 6. – P. 48–50.
4. Hasanov M.M. On the use of a priori information in determining phase permeabilities according to non-stationary studies / M.M. Hasanov, S.A. Kondratsev, N.T. Karachurin // Oil field. – 1995. – № 8–10. – P. 12–15.
5. Timashev E.O. Studies of the influence of the wettability of the pore space of carbonate formations of deposits of the Samara region on the coefficient of oil displacement by water / E.O. Timashev, E.S. Kalinin, P.V. Pavlov // Oil industry. – 2011 – № 5. – P. 39–41.