



УДК 622

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ НАСЫЩЕННОСТИ ФИЛЬТРАТОМ БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА



### DETERMINATION OF RESIDUAL FILTRATE SATURATION OF DRILLING FLUSHING FLUID IN THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE

**Никитин Василий Игоревич**

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

**Милькова Светлана Юрьевна**

старший преподаватель кафедры  
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Самарский государственный  
технический университет  
milkova2109@yandex.ru

**Мясников Дмитрий Юрьевич**

магистрант кафедры  
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Самарский государственный  
технический университет  
Dmitryi.myasnikov.87@mail.ru

**Аннотация.** В данной статье обсуждается план эксперимента по определению насыщенности фильтратом бурового раствора горной породы. Проникновение фильтрата в пласт снижает его исходную проницаемость. При проектировании промывочной жидкости можно учитывать насыщенность призабойной зоны её фильтратом промывочной жидкости. Путём выбора промывочной жидкости с учётом данного параметра можно способствовать сохранению исходной проницаемости пласта.

**Ключевые слова:** буровой раствор, промывочная жидкость, фильтрат, проницаемость, керн, насыщенность.

**Nikitin Vasily Igorevich**

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

**Milkova Svetlana Yurievna**

Professor  
of Department «Drilling oil and gas wells»,  
Samara State Technical University  
milkova2109@yandex.ru

**Myasnikov Dmitriy Yurievich**

Master's Degree Student  
of Department «Drilling oil and gas wells»,  
Samara State Technical University  
Dmitryi.myasnikov.87@mail.ru

**Annotation.** This article discusses an experimental design for determining the mud filtrate saturation of a rock. The penetration of the filtrate into the reservoir reduces its initial permeability. When designing a flushing fluid, it is possible to take into account the saturation of the bottomhole zone with its filtrate of flushing fluid. By choosing a flushing fluid with this parameter in mind, it is possible to maintain the initial permeability of the formation.

**Keywords:** drilling fluid, flushing fluid, filtrate, permeability, core-sample, saturation.

При вскрытии продуктивных пластов с использованием буровых промывочных жидкостей на водной основе происходит процесс проникновения фильтрата в нефтенасыщенный пласт. При этом отмечается снижение проницаемости призабойной зоны для нефти в процессе дальнейшей добычи. Установлено, что для буровых промывочных жидкостей с различной рецептурой коэффициент восстановления проницаемости может значительно отличаться. В результате серии исследований было установлено, что одними из значимых параметров, влияющих на восстановление проницаемости, являются радиус проникновения фильтрата в пласт, насыщенность фильтратом призабойной зоны пласта [1, 2]. Основными параметрами жидкостей, влияющими на насыщенность и радиус проникновения, являются их вязкости и поверхностное натяжение на границе раздела фаз.

В результате проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пласт, в процессе возобновления притока нефти, фиксируется проницаемость ниже исходной. Помимо изменения смачиваемости коллектора на показатель восстановления проницаемости влияет снижение эффективной пористости за счет перекрытия пор водной фазой. При этом, доказано, что особенно высокая потеря проницаемости и эффективной пористости при фильтрации нефти отмечается в слабопроницаемых породах с малым размером пор, то есть в коллекторах капиллярного типа. Физически это можно аргументировать высоким капиллярным давлением, так как оно обратно пропорционально радиусу пор. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что при проектировании и тестировании жидкостей вскрытия продуктивных пластов полезной информацией будет насыщенность фильтратом буровой



промывочной жидкости горной породы после возобновления притока нефти, которую можно называть остаточной насыщенностью. В результате экспериментов доказано, что показатель остаточной насыщенности фильтратом имеет связь с восстановлением проницаемости пласта при добыче нефти.

Анализ литературных источников и технической документации показал, что не существует комплексной методики по проведению эксперимента по определению остаточной насыщенности фильтратом. Существующие отраслевые стандарты не могут быть актуально применены к задаче о проникновении фильтрата буровой промывочной жидкости в пласт [3, 4]. Также со времени выхода данных стандартов, отчасти касающихся данной тематики, техническое оснащение фильтрационного лабораторного оборудования претерпело значительное усовершенствование. Таким образом, устаревшие источники не могут полноценно быть использованы при проведении экспериментов по фильтрации. Следует отметить ещё один важный момент, что фильтрация самого бурового раствора на современных фильтрационных установках не будет моделировать действительный процесс проникновения фильтрата в пласт, так из-за особенностей оборудования слишком большие погрешности будут возникать из-за наличия в буровом растворе твердой фазы. Поэтому ставится дополнительная задача об отборе самого фильтрата буровой промывочной жидкости.

При разработке методики проведения эксперимента по определению остаточной насыщенности фильтратом буровой промывочной жидкости образцов натурального керна следует выделить следующие ключевые этапы:

- 1) подготовка керна материала;
- 2) отбор фильтрата буровой промывочной жидкости;
- 3) подготовка фильтрующихся жидкостей;
- 4) насыщение керна нефтью;
- 5) моделирование проникновения фильтрата в пласт;
- 6) возобновление притока нефти;
- 7) измерение остаточной насыщенности фильтратом.

Подготовка керна материала включает в себя экстрагирование керна, создание связанной пластовой воды. Подготовка фильтрующихся жидкостей включает процесс дегазации нефти и фильтрата с выдержкой при необходимой температуре. Процесс отбора фильтрата из буровой промывочной жидкости также является нетривиальной задачей. Как правило жидкости вскрытия продуктивных пластов имеют не высокий показатель фильтрации 2–7 см<sup>3</sup>/30 мин. при стандартном давлении фильтр-пресса в 100 psi (0,7 МПа). Поэтому в целях экономии времени можно ускорить процесс несколькими способами: используя несколько фильтр-прессов одновременно; используя фильтр-прессы более высокого давления; использование вакуумного насоса. Второй из предложенных способов повышения скорости отбора фильтрата может подлежать критике, так как при давлении, превышающем давление репрессии, может быть изменена концентрация химических соединений, входящих в фильтрат буровой промывочной жидкости. То есть при отборе фильтрата предпочтительно поддерживать давление репрессии, чтобы химический состав фильтрата был сопоставим с составом, проникающим в пласт во время первичного вскрытия.

Наиболее важным этапов во время проведения эксперимента является процесс фильтрации нефти и фильтрата промывочной жидкости. Эксперимент следует производить на специализированной фильтрационной установке, с возможностью имитации пластовых условий. Схема оборудования, входящая в фильтрационную установку показана на рисунке 1. Для проведения эксперимента достаточно установки для однофазной фильтрации. Наиболее важным элементом данной схемы является керна-держатель, способный поддерживать пластовое давление при обжиге керна и необходимую температуру при проведении всего эксперимента. Также при планировании эксперимента необходимо предусмотреть время выдержки керна, содержащего нефть и фильтрат под действием горного давления, необходимого для адсорбционных процессов, протекающих в горной породе.



Рисунок 1 – Схема оборудования, входящая в фильтрационную установку



Последним этапом проведения эксперимента является определение остаточной насыщенности фильтратом [5]. Подходящим оборудованием для проведения последнего этапа является аппарат Дина Старка или аппарат Закса. Данные приборы предназначены для анализа содержания связанной воды и остаточной нефти в кернах. Следует отметить, что если на начальном этапе при подготовке кернавого материала был включен этап по созданию остаточной водонасыщенности пластовой водой, то из замера содержания водной фазы в керне, на финальном этапе, необходимо вычистить исходную часть, соответствующую содержанию пластовой воды.

В результате проведения эксперимента, согласно предложенному плану, можно сделать выводы о механизме снижения проницаемости призабойной зоны за счет снижения эффективной пористости в следствии проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости. Даная информация может быть полезной при проектировании жидкости вскрытия продуктивного пласта. Последующим этапом в использовании полученной информации является оптимизация свойств фильтрата буровой промывочной жидкости, для наилучшего восстановления проницаемости в процессе добычи нефти.

### Литература

1. 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.
2. Живаева В.В. Модель для расчета радиуса проникновения фильтрата бурового раствора при вскрытии пласта / В.В. Живаева, В.И. Никитин // Современные наукоемкие технологии. – 2016. – № 6–2. – С. 250–254.
3. ОСТ – 39–195–86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М. : Издательство стандартов, 1986.
4. ОСТ – 39–235–89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации. – М. : Издательство стандартов, 1989.
5. ОСТ – 39–204–86 Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. – М. : Издательство стандартов, 1986.

### References

1. 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.
2. Zhivaeva V.V. Model for calculating the penetration radius of drilling mud filtrate at formation opening / V.V. Zhivaeva, V.I. Nikitin // Modern high technology. – 2016. – № 6–2. – P. 250–254.
3. OST – 39–195–86 Oil. A method for determining the coefficient of oil displacement by water in laboratory conditions. – M. : Publishing house of standards, 1986.
4. OST – 39–235–89. Oil. A method for determining phase permeabilities in laboratory conditions with joint filtration. – M. : Publishing house of standards, 1989.
5. OST – 39–204–86 Oil. Laboratory method for determining the residual water saturation of oil and gas reservoirs by the dependence of saturation on capillary pressure. – M. : Publishing house of standards, 1986.