

УДК 622.245.44

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

## ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ КОЛЬМАТАЖА ПОР И ТРЕЩИН ПОРОД НЕФТЯНОГО ПЛАСТА ШЛАМОМ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ

**В.Т. Мамедов, Н.Э. Микаилова**

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (AZ1010, Азербайджан, г. Баку, пр. Азадлыг, 20)

## STUDY OF REGULARITIES ON HOW DRILLING CUTTINGS BLOCK PORES AND FRACTURES OF OIL-BEARING FORMATION

**Vasif T. Mamedov, Nigjar E. Mikailova**

Azerbaijan State Oil and Industrial University (20 Azadlyg av., Baku, AZ1010, Republic of Azerbaijan)

Получена / Received: 21.01.2017. Принята / Accepted: 27.04.2017. Опубликовано / Published: 30.06.2017

### Ключевые слова:

нефтяной пласт, выбуренный шлам, закольматированный слой, расход нефти, промывочная жидкость, кольматант, бурильные трубы, вскрытие, перепад давления, бурение, скважина, трещиноватые породы, движение жидкости, забой.

Рассмотрено исследование закономерностей кольматажа пор, трещин пород нефтяного пласта шламом выбуренной породы.

При вскрытии нефтяного пласта вращательным или ударно-канатным бурением на забое возникают сложные физико-химические процессы, обусловленные качеством промывочной жидкости, интенсивностью промывки, вращением колонны бурильных труб, наличием шлама на забое и технологией проводки скважины. При ударно-канатном бурении вскрытие нефтяного пласта сопровождается знакопеременными гидродинамическими воздействиями в призабойной зоне, которые оказывают существенное влияние на качество работ.

Недооценка перечисленных факторов при вскрытии нефтяных пластов приводит в конечном счете к снижению проницаемости нефтяных пород и дебита скважины.

Четкое представление физико-химических процессов на забое при вскрытии нефтяных пластов и управление этими процессами в значительной степени позволяют избежать снижения проницаемости пород пласта, а в отдельных случаях интенсифицировать ее.

Основные условия повышения эффективности бурения нефтяных скважин – это применение таких методов вскрытия и освоения нефтяного пласта, которые обеспечивают сохранение естественной его пористости и проницаемости или способствуют их увеличению в призабойной части скважины.

Решающий фактор при выборе технологии вскрытия и освоения нефтяного пласта – его физико-химические параметры.

За последние годы вопросам технологии вскрытия и освоения нефтяных пластов уделяется большое внимание. В ряде случаев недостаточно учитываются геолого-физические свойства коллектора, физико-химические свойства пластовой нефти, горных пород и промывочной жидкости, гидродинамическое взаимодействие системы «нефтяной пласт – скважина» в процессе вскрытия и освоения, что часто приводит к неправильным выводам о возможности использования фактических запасов нефти для нужд народного хозяйства.

Под вскрытием нефтяных пластов следует понимать технологический процесс, при котором в продуктивном нефтяном пласте образуется выработка для оборудования нефтяной части скважины. Освоение нефтяного пласта – технологические операции, обеспечивающие оборудование нефтяной части скважины и восстановление естественной нефтепроницаемости пласта или искусственное увеличение ее для достижения максимального дебита скважины.

### Key words:

oil-bearing formation, drilled cuttings, blocked layer, oil rate, drilling fluid, colmatant, drill pipes, entering, pressure drop, drilling, well, fractured rocks, liquid motion, bottomhole.

Regularities on how drilling cuttings block pores and fractures of oil-bearing formation are studied.

There are complex physical and chemical processes at well bottomhole occur during entering oil-bearing formation by rotary or rope drilling. That is caused by quality of drilling fluid, intensity of washing, rotation of a drill string, presence of cuttings at bottomhole and a drilling technique. There are hydraulic impulse effects with alternating signs in bottomhole formation zone appear during rope drilling that have a significant impact on quality of work.

Underestimation of mentioned factors during entering oil-bearing reservoirs leads to decrease in permeability of oil rocks and well production rate.

A clear understanding of physical and chemical processes at bottomhole while entering oil-bearing reservoirs and management of these processes allow to avoid reduce in conductivity of reservoir rocks to a large extent and intensify it in some cases.

The main conditions to increase efficiency of oil wells drilling are application of such methods of entering and development of an oil-bearing reservoir that ensure preservation of its natural porosity and permeability or contribute to their increase in bottomhole part of a well.

Physical and chemical parameters of oil-bearing formation are the governing factor while choosing its entering and development technology.

In recent years, great attention has been paid to issues of entering and development oil reservoirs.

Parameters such as geological and physical properties of a reservoir, physical and chemical properties of reservoir oil, rocks and washing liquid, hydrodynamic interaction in an "oil reservoir-well" system are not considered enough in a number of cases during entering and development of a formation. That often leads to incorrect conclusions about a possibility to use actual reserves for needs of national economy.

Drilling of oil-bearing formations is a technological process, which create a bore hole in a productive oil-bearing formation for equipment of oil part of a well. Bringing a well on production include technological operations that provide installation of equipment into an oil part of a well and restoration of natural oil permeability of a formation or its artificial increase to achieve maximum production rate of a well.

**Мамедов Васиф Талыб оглы** – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой нефтяного и газового оборудования (моб. тел.: +994 50 412 77 81, e-mail: mikailova\_nigar@mail.ru).

**Микаилова Нигяр Энвер кызы** – диссертант кафедры нефтегазовой инженерии (моб. тел.: +994 50 366 49 41, e-mail: mikailova\_nigar@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

**Vasif T. Mamedov** (Author ID in Scopus: 7005126723) – Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department of Oil and Gas Equipment (mob. tel.: +994 50 412 77 81, e-mail: mikailova\_nigar@mail.ru).

**Nigjar E. Mikailova** – PhD student at the Department of Oil and Gas Engineering (mob. tel.: +994 50 366 49 41, e-mail: mikailova\_nigar@mail.ru). The contact person for correspondence.

## Введение

Качество вскрытия нефтяных пластов бурением существенно зависит от шламового режима в скважине.

При бурении нефтяных скважин нельзя решать вопрос с позиции только максимального удаления шлама из скважины и очистки забоя – в отдельных случаях шлам в скважине технологически необходим. Так, при вскрытии бурением с прямой промывкой нефтяных пластов, сложенных песками, шлам выполняет функции механического кольматанта стенок скважины, повышая их устойчивость и снижая способность пласта в процессе вскрытия. Вскрытие нефтяных пластов приводит в конечном счете к снижению проницаемости нефтяных пород и дебита скважин.

При вскрытии нефтяных пластов, представленных трещиноватыми породами, во избежание закупорки трещин проникающим шламом важное значение имеет увеличение крупности шлама при выборе технологии вскрытия пласта [1–4].

## Исследование закономерностей кольматажа пор

При бурении с прямой промывкой нефтяных пластов, сложенных песками, шлам является механическим кольматантом стенок скважины, повышает их устойчивость в процессе вскрытия.

Если глинизация нефтяных песков достаточно подробно изучена и дана ее количественная оценка, то механический кольматаж стенок скважины при вскрытии вращательным бурением с прямой промывкой нефти изучен недостаточно.

В практике бурения нефтяных пластов с прямой промывкой нефти установлено, что удельное поглощение нефти при вскрытии в десятки и сотни раз меньше, чем удельное нефтепоглощение после освоения скважины. Было также установлено, что с увеличением крупности зерен нефтяных песков, слагающих пласт, удельное нефтепоглощение увеличивается от 0,15 до 0,4 м<sup>3</sup> промывочной нефти на 1 м вскрытого пласта. Это ограничивало возможность вскрытия с прямой промывкой нефти пластов, представленных крупнозернистыми гравелистыми песками.

Отсутствие критериев количественной оценки интенсивности механического кольматажа при различных режимах промывки, а также теоретических исследований в этом направлении послужило основанием для проведения теоретических и экспериментальных работ.

Были исследованы возможности использования нефтяных суспензий для вскрытия пласта с последующим удалением зоны кольматажа и восстановлением естественной пористости и проницаемости нефтяных пород.

Была предпринята попытка создания новой модели механического кольматажа мелкопесчаными и пылеватыми частицами и выполнена экспериментальная проверка теоретических положений. При разработке теории приняты следующие гипотезы о физической сущности кольматажа [1, 5]:

1. Пласт из обводненных песков, через который течет фильтрационный поток, представим состоящим из некоторого множества элементарных трубок нефтетока со средней площадью поперечного сечения.

2. Фильтрационный поток, несущий взвешенные твердые песчаные частицы суспензии, подчиняется закону Дарси

$$v = ki,$$

где  $v$  – скорость фильтрации;  $k$  – коэффициент фильтрации;  $i$  – гидравлический градиент.

Будем считать на первом этапе, что твердые частицы суспензии имеют одинаковый диаметр  $D$ , а поперечное сечение элементарной трубки нефтетока перед началом кольматажа меняется по длине пути фильтрации от максимального диаметра пор  $d_{\max}$  до минимального  $d_{\min}$ . Пусть диаметр кольматанта таков, что в трубках нефтетока встречаются критические сечения, для которых  $d < D$ . Дойдя до критического сечения, частица застревает, и все частицы, движущиеся вслед за ней, оседают в трубке нефтетока [2, 6, 7].

Обозначим через  $s$  длину свободного пробега частицы вдоль трубки нефтетока до критического значения. Очевидно,  $s$  – случайная величина. Пусть  $\xi$  – произвольное расстояние вдоль трубки нефтетока. Очевидно, вероятность того, что трубка закольматируется на участке  $\Delta\xi$ , будет пропорциональна  $\Delta\xi$  с точностью до бесконечно малых высшего порядка.

Тогда, пользуясь аппаратом теории вероятностей, при принятой схематизации процесса кольматажа нетрудно получить законы распределения вероятностей  $P(\xi)$  и  $Q(\xi)$ ,  $p(\xi) = e^{-\lambda\xi}$ ,  $Q(\xi) = 1 - e^{-\lambda\xi}$ .

В приведенных выражениях  $Q(\xi)$  – закон распределения вероятностей  $p(s < \xi)$ , а  $p(\xi) - p(s > \xi)$ . При выводе выражений предполагалось  $\lambda = \text{const}$ , что справедливо вследствие начальной однородности пористой среды. В общем случае  $\lambda$  есть функция

координаты  $s$ . Тогда будем иметь  $p(\xi) = e^{-\int_0^{\xi} \lambda(\xi) d(\xi)}$ .

Если по окончании процесса кольматажа взять достаточно большое значение потока, содержащего множество элементарных трубок нефтетока, то, согласно закону больших чисел, вероятность  $P(\xi)$  в сечении с координатой  $\xi$  определяет относительное число закольматированных трубок нефтетока [8–9].

Пусть  $k_0$  и  $k_1$  – коэффициенты фильтрации соответственно в незакольматированной и закольматированной частях сечения. Тогда средний для всего сечения коэффициент фильтрации будет

$$k(\xi) = k_0 [1 - e^{-\lambda\xi}] + k_1 e^{-\lambda\xi}. \quad (1)$$

В этом выражении  $k_1$  – переменная величина, характеризующая изменение коэффициента фильтрации во времени и в фиксированном сечении кольматируемых песков.

Для описания процесса кольматажа во времени в сечении с фиксированной координатой также справедлив экспоненциальный закон распределения вероятностей  $p(t) = e^{-\delta t}$ ,  $Q(t) = 1 - e^{-\delta t}$ .

Тогда среднее значение коэффициента фильтрации поверхностного слоя в произвольный момент времени можно представить в виде

$$k_1(t, \xi = 0) = k_0 e^{-\delta t} + k_2 (1 - e^{-\delta t}), \quad (2)$$

где  $k_2$  – коэффициент фильтрации по окончании процесса кольматажа в данных условиях. Из этого получим

$$k(\xi t) = (1 - e^{-\lambda\xi}) + k_0 e^{\delta t} + k_2 (1 - e^{\delta t}) e^{-\lambda\xi}, \quad (3)$$

где  $\lambda$  и  $\delta$  – параметры, определяемые экспериментально.

Полученные теоретические зависимости проверены в лабораторных условиях на простой опытной установке с плоской фильтрацией (рис. 1). Исследовались отдельные фракции песков, соответствующие основным разновидностям – от мелких до гравелистых.

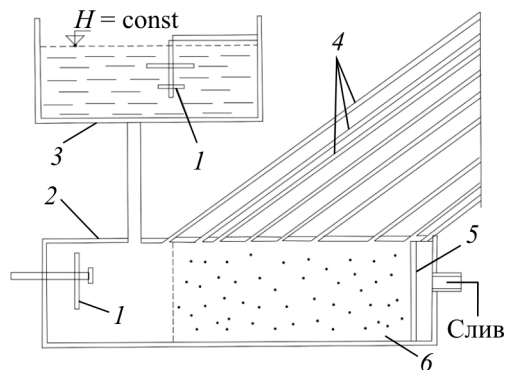


Рис. 1. Схема установки для исследования механического кольматажа: 1 – миксер; 2 – корпус из органического стекла; 3 – нефтяной бак с кольматирующей суспензией; 4 – наклонные пьезометры; 5 – противосуффозионный фильтр; 6 – кольматируемый грунт

Для измерения напоров по длине пути фильтрации был установлен ряд наклонных пьезометров в фиксированных сечениях кольматируемых нефтяных песков. Опыты проводили на уплотненных образцах. Фильтрация осуществлялась из напорного бака, наполненного кольматирующей суспензией [10–12].

Для предотвращения отстаивания суспензии были установлены два миксера, непрерывно ее перемешивающие. Кроме напоров, в различных сечениях образцов измеряли расход фильтрующейся взвеси путем сбора профильтровавшейся нефти в мерный цилиндр и определяли концентрацию суспензии на входе и выходе из установки.

Кольматаж осуществляли суспензиями различных концентраций с различной крупностью зерен кольматанта. Кроме того, в отдельных сериях опытов меняли начальный напор. Для всех видов песков определяли критический градиент как при отсутствии, так и при наличии закольматированного слоя. Процесс обрушения песчаной стенки при снижении разности напоров снимали на киноленту.

Опытные значения коэффициентов фильтрации в различных сечениях образцов

определяли, пользуясь законом Дарси. На рис. 2 и 3 сравниваются коэффициенты фильтрации, вычисленные по формулам (2), (3), с их экспериментальными значениями.

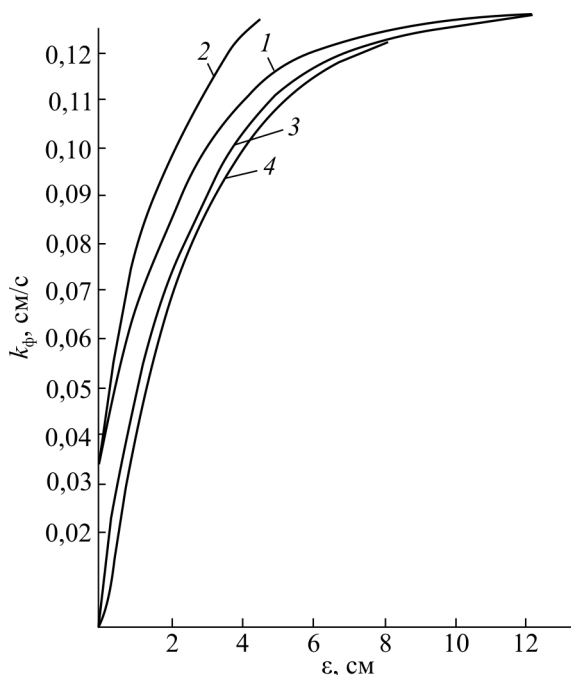


Рис. 2. График изменения коэффициента фильтрации по длине в различные моменты времени (песок фракции 0,25–0,5 мм, кольматант – 0,01–0,05 мм, концентрация – 3,9 г/л,  $k_0 = 0,1259$  см/с,  $\delta = 1,3$ ,  $\lambda = 0,4$ ): 1 – теоретическая кривая; 2 – опытная кривая для  $t = 1$  мин; 3 – то же для  $t = 2$  мин; 4 – то же для  $t = 10$  мин

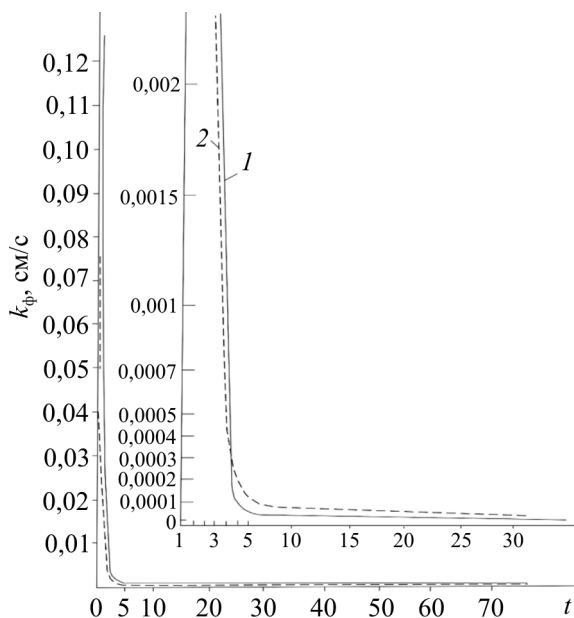


Рис. 3. График изменения коэффициента фильтрации во времени (песок фракции 0,25–0,5 мм, кольматант – 0,01–0,05 мм, концентрация – 3,9 г/л,  $k = 0,1259$  см/с,  $K_k = 0,0003$  см/с,  $\delta = 1,3$ ,  $\xi = 0$ ): 1 – теоретическая кривая; 2 – опытная кривая

На рис. 2 и 3 видно, что предложенные теоретические зависимости вполне удовлетворительно согласуются с опытными данными.

При оптимальных соотношениях указанных диаметров кольматаж наиболее быстро протекает во времени при минимальной глубине проникания частиц суспензии в исследуемые нефтяные пески. Для всех исследованных песчаных фракций (от пылеватых до гравелистых) оптимальные соотношения  $d_k/d_c$  составляют 0,1.

Эти результаты исследований имеют важное практическое значение.

Кольматаж околостенного массива, вскрытого скважиной нефтяного пласта, играет важную роль при оценке устойчивости стенок скважины и сокращении удельного нефтепоглощения при вскрытии пласта. Выполненные исследования позволяют сделать количественную оценку [13–15]: размер песчаной фракции, мм – 2–5; 1–2; 0,5–1; 0,25–0,5; 1,1–0,25; оптимальный размер кольматанта, мм – 0,2–0,5; 0,1–0,2; 0,05–0,1; 0,01–0,05; 0,005–0,01.

Критический избыточный гидростатический напор  $\Delta H_{кр}$  для поддержания стенки скважины в устойчивом состоянии с учетом кольматажа определится по формуле

$$\Delta H_{кр} = \frac{\gamma_0 k_1 r_0 \ln \frac{r_2}{r_0}}{\rho e t g \phi k_{экр}}, \quad (4)$$

где  $\gamma_0$  – объемная масса породы;  $k_1$  – коэффициент фильтрации по окончании кольматажа;  $r_0$  – радиус скважины;  $r_2$  – радиус влияния скважины;  $\rho$  – плотность воды;  $e$  – коэффициент пористости пород;  $\phi$  – угол внутреннего трения водоносных песков;  $k_{экр}$  – эквивалентный коэффициент фильтрации.

Расход нефти, требуемый для обеспечения устойчивости стенок скважины при вскрытии нефтяных песков с прямой промывкой нефти с учетом кольматажа, определится по формуле

$$Q_{кр} = \frac{\gamma_0 2\pi h k_1 r_0}{\rho e t g \phi}, \quad (5)$$

где  $h$  – мощность вскрываемого пласта.

При отсутствии кольматажа расход нефти можно рассчитать по формуле

$$Q = \frac{2h\pi k_0 \Delta H_{кр}}{\ln \frac{r_2}{r_0}}. \quad (6)$$

Нетрудно убедиться, что требуемые расходы нефти и избыточные гидростатические напоры при наличии кольматажа и оптимальном режиме кольматажа снижаются в сотни раз по сравнению с соответствующими величинами при отсутствии кольматажа, что подтверждается практикой [16–19].

### Вскрытие нефтяных пластов шламом выбуренной породы

Таким образом, на основе изучения влияния кольматажа на устойчивость стенок скважин можно сделать вывод о возможности расширения области применения метода вскрытия нефтеносных пластов с прямой промывкой нефти вплоть до гравелистых песков и гравия при условии разработки соответствующей технологии проведения работ по вскрытию пласта. Лабораторные опыты показали, что устойчивость вертикальных стенок скважин в гравелистых песках и гравийных отложениях при наличии кольматажа может быть обеспечена при минимальных расходах технической нефти для промывки при вскрытии пласта [2].

В результате вращения колонны бурильных труб в скважине, заполненной нефтью, устанавливается состояние развитой турбулентности. Данные расчета показывают, что при бурении с промывкой нефти (кинетическая вязкость  $\nu = 0,01 \text{ м}^2/\text{с}$ ) в случае использования колонны бурильных труб диаметром 73 мм с частотой вращения  $\approx 100 \text{ об/м}$   $Re = \omega r^2/\nu \approx 2,1 \cdot 10^3$ .

Скорость вращения жидкости пропорциональна окружной скорости бурового снаряда. В этом случае результирующая скорость  $\omega$  будет равна геометрической сумме скоростей: окружной  $v_{окр}$  и поступательной  $c$ , направленной вертикально,  $\omega = \sqrt{v_{окр}^2 + c^2}$ .

Эта результирующая скорость будет направлена по винтовой линии с углом подъема, зависящим от приведенных скоростей. Таким образом, результирующая скорость  $\omega$  будет всегда больше  $c$ , т.е. с увеличением частоты вращения бурового снаряда при прочих равных условиях очистка забоя скважины будет улучшаться.

Окружная скорость движения промывочной жидкости  $v_{окр}$  в зависимости от вращения колонны бурильных труб определяется выражением  $v_{окр} \approx 28(V/S)^{1/3}$ , где  $V$  – объем частицы;  $S$  – ее площадь.

В момент вскрытия пласта с вращением колонны бурильных труб рекомендуется расчетный размер выносимых частиц шлама увеличивать в 2–3 раза, т.е.  $l_{пр}/l_{теор} = 2/3(l_{пр})$  – размер частиц шлама, выносимых из скважины в момент вскрытия пласта с вращением бурильного вала;  $l_{теор}$  – теоретический (критический) размер частиц шлама, рассчитанный по формулам для условий прямолинейного движения промывочной жидкости. Не учитывается воздействие на частицу шлама фильтрационных сил, обусловленных поглощением промывочной жидкости в пласт [20–22].

Таким образом, совершенно очевидно, что каждая частица шлама (выбуренного песка) при вскрытии нефтяного пласта в процессе движения от забоя находится под действием следующих сил: подъема восходящего потока воды в скважине, инерционных от закручивания потока вращающейся колонны бурильных труб, фильтрационных от поглощения промывочной нефти пластом при его вскрытии.

Скорость фильтрации нефти в незакольматированный в момент вскрытия пласт весьма значительна и может быть определена выражением

$$u_{ф} = Q_H / 2\pi r \ln, \quad (7)$$

где  $Q_H$  – подача насоса;  $r$  – радиус скважины в интервале пласта;  $l$  – длина участка интенсивного поглощения;  $n$  – активная пористость нефтяных пород.

Фильтрационный поток оказывает заметное влияние на частицу шлама (песка), находящегося на забое в интервале поглощения. При этом гидродинамическое давление потока на частицу песка при инфильтрации можно определить выражением

$$p = c \frac{\pi d_ч^2}{4} \frac{u_{ф}^2}{2g} \rho_2, \quad (8)$$

где  $c$  – коэффициент лобового сопротивления (гидродинамическая характеристика), принимается для условий турбулентного потока в скважине;  $d_ч$  – условный диаметр частицы шлама (песка);  $u_{ф}$  – скорость движения фильтрационного потока

в интервале поглощения;  $g$  – ускорение свободного падения;  $\rho_2$  – плотность потока нефти в скважине.

Весьма сложное движение частицы шлама (песка) в потоке нефти при вскрытии пласта приводит к расслоению шлама по крупности зерен в плоскости, перпендикулярной оси скважины. В результате турбулизации потока самая низкая скорость ее движения находится у стенки скважины, куда перемещаются мелкие частицы песка. Эти частицы, очевидно, подхватываются потоком нефти, инфильтрующейся в пласт, и под действием гидродинамических сил и сил трения, обусловленных давлением потока, перекрывают поры и каналы пористого коллектора пласта, сводя к минимуму его способность к нефтепоглощению и повышая устойчивость стенок скважины на осыпание [23].

Таким образом, суммарная сила, действующая на частицу шлама (песка) в турбулентном потоке в интервале поглощения пласта, – величина векторная и зависит от многих факторов.

При вскрытии бурением нефтяных пластов, представленных трещиноватыми породами, выбуренный шлам вместе с промывочной жидкостью проникает в трещины.

В горизонтальной трещине вместе с жидкостью движется шарообразное тело, на которое действуют четыре силы: вес тела  $G$ , направленный вниз, давление  $p$ , равное весу вытесненной телом жидкости и направленное вверх; активное давление  $X$  струи жидкости на тело, направленное в сторону движения жидкости, и сила сопротивления движению тела  $N$ , вызываемая трением частицы о поверхность канала и направленная против потока жидкости.

Вес шарообразной частицы, выраженный через объем,  $G = \frac{\pi\delta^3}{6}\gamma$ , где  $\delta$  – диаметр частицы;  $\gamma$  – ее удельный вес. Давление  $p = \frac{\pi\delta^3}{6}\gamma_1$ , где  $\gamma_1$  – удельный вес жидкости.

Активное давление потока, действующее на частицу, определяется выражением

$$X = cF \frac{u^2}{2g},$$

где  $c$  – коэффициент, зависящий от формы тела, его размеров, а также числа Рейнольдса;  $F$  – площадь сопротивления тела;  $u$  – скорость

движения жидкости;  $g$  – ускорение свободного падения.

Сила сопротивления движению

$$N = \frac{\pi\delta^3}{6}(\gamma - \gamma_1)f,$$

где  $f$  – коэффициент трения.

Из условия равновесия, приравнявая  $X$  и  $N$  и решая относительно скорости движения жидкости  $u$  с учетом того, что  $F = \pi\delta^2/4$ , получим

$$u = \sqrt{\frac{\delta(\gamma - \gamma_1)}{\gamma_1} \sqrt{4g/3c} \sqrt{f}}. \quad (9)$$

Два первых числа в этом выражении представляют собой формулу Реттингера, в которой член  $\sqrt{4g/c}$  выражается через коэффициент  $k$ .

При значении числа Рейнольдса  $Re > 1000$  коэффициент  $k$  становится постоянным и зависит лишь от формы обтекаемых тел.

Таким образом, критическая скорость движения частицы шлама в горизонтальной трещине может быть записана в виде формулы

$$u = k \sqrt{\frac{\delta(\gamma - \gamma_1)}{\gamma_1} \sqrt{f}}. \quad (10)$$

Скорость движения жидкости в пласте на расстоянии  $R$  от оси скважины при условии равномерной трещиноватости и постоянном поглощении  $Q$  может быть выражена как

$$v = \frac{Q}{2\pi R n_a m},$$

где  $n_a$  – коэффициент активной трещиноватости;  $m$  – мощность интервала поглощения.

Приравнявая скорости  $u$  и  $v$  и решая уравнение относительно  $R$ , авторы получили формулу для нахождения возможной величины перемещения частицы в горизонтальной трещине при определенном диаметре  $\delta$  и постоянном поглощении

$$R = \frac{Q}{2\pi n_a m k \sqrt{\frac{\delta(\gamma - \gamma_1)}{\gamma_1}}}. \quad (11)$$

Для наклонной трещины формула примет вид

$$R = \frac{Q}{2\pi n_a m k \sqrt{\frac{\delta(\gamma - \gamma_1)}{\gamma_1}} (f \cos \alpha \pm \sin \alpha)}, \quad (12)$$

где  $\alpha$  – угол наклона трещины к горизонту (знак плюс характеризует восходящие трещины, а знак минус – нисходящие).

Однако расход жидкости при поглощении в общем случае не остается постоянным, а может меняться в зависимости от перепада давления и времени и определяется формулой

$$Q = \frac{4k_{\phi}m(p - p_{пл})}{\ln \frac{2,25at}{r_0^2}}, \quad (13)$$

где  $k_{\phi}$  – коэффициент фильтрации;  $p$  – гидростатическое давление в скважине;  $p_{пл}$  – пластовое давление;  $a$  – коэффициент пьезопроводности;  $r_0$  – радиус скважины;  $t$  – время.

Заменяя в формуле (12) расход  $Q$  через его значение, определяемое формулой (13), окончательно получаем

$$R = \frac{2k_0k_{\phi}(p - p_{пл})}{n_a k \sqrt{\frac{\delta(\gamma - \gamma_1)}{\gamma_1}} (f \cos \alpha \pm \sin \alpha) \ln \frac{2,25at}{r_0^2}}, \quad (14)$$

где  $k_0$  – безразмерный коэффициент, учитывающий соотношение размеров частиц шлама и канала трещины.

Из формулы (14) видно, что радиус зашламования прямо пропорционален давлению жидкости на пласт. В соответствии с этим вскрытие нефтяных пластов с трещиноватыми коллекторами должно производиться, как правило, с продувкой воздухом или с применением азрированных промывочных жидкостей. Кроме того, надежный метод борьбы с зашламованием трещин – повышение интенсивности продувки (промывки), что обеспечивает вынос с забоя более крупного шлама.

Наличие шлама в жидкости, заполняющей скважину, уменьшает ускорение свободного падения бурового инструмента:

$$a_1 = \frac{dv}{dt} = kg \frac{\gamma L 2 \gamma_{ш} l_{ш}}{\gamma l + \gamma_{ш} l_{ш} \frac{l}{1 - l^2}}, \quad (15)$$

где  $\gamma$  – удельный вес стали;  $\gamma_{ш}$  – удельный вес шлама;  $L$  – высота ударного инструмента;  $l_{ш}$  – высота шламовой подушки;  $l$  – высота подъема инструмента над забоем ( $l = d_T/d$ ,  $d_T$  – диаметр ударного инструмента;  $d$  – диаметр ствола скважины).

Расчеты показывают, что ускорение падения бурового инструмента  $a_1$  в

зависимости от шламового режима колеблется в пределах 5,5–6,5 м/с<sup>2</sup>.

Скорость движения жидкости со шламом  $u$  в кольцевом зазоре между стенками скважины и снарядом с учетом условия неразрывности потока определяется выражением

$$u = v(1/l^2 - 1). \quad (16)$$

Таким образом, кинетическая энергия всей системы, т.е. зашламованной промывочной жидкости и бурового инструмента, составляет сумму энергий

$$\Sigma W_k = k \frac{mv^2}{2g} + \frac{Gu^2}{2g}, \quad (17)$$

где  $G$  – вес шламового столба.

При ведении спуско-подъемных операций в скважине также возникают волновые процессы. На 1000 м глубины обсаженной скважины при спуске бурильных труб с долотом возникает избыточное давление 4–5 МПа, а при подъеме – падение давления до 1,0–1,2 МПа. Для необсаженной скважины в рыхлых отложениях, заполненной глинистым раствором, избыточное давление может быть больше указанного выше. Колебание давления при спуско-подъемных операциях возрастает с увеличением вязкости промывочной жидкости, а также в результате образования сальников при бурении песчано-глинистых разрезов [24–25].

Предложена следующая формула для определения гидродинамического давления, необходимого для преодоления инерции промывочной жидкости во время спуска бурильного инструмента:

$$\Delta p_{сп} = \frac{0,11g\gamma l}{\left(\frac{d_2}{d_T}\right) T^{0,47}}, \quad (18)$$

где  $\gamma$  – удельный вес промывочной жидкости, кН/м<sup>3</sup>;  $l$  – глубина скважины, м;  $d$  и  $d_T$  – диаметр скважины и бурильного инструмента, м;  $T$  – время, отсчитанное с начала спуска свечи, с.

Расчеты по этой формуле показывают, что  $+\Delta p_{сп}$  часто превышает давление разрыва пласта, в результате чего происходит обвал стенок скважины.

При промывке скважин в процессе вращательного бурения поршневыми насосами, работа

которых характеризуется пульсирующим режимом, возникают динамические импульсные процессы в скважине. По наблюдениям за откачками из скважин струйными насосами с приводом от поршневых буровых насосов установлено, что частота пульсации в скважине соответствует числу двойных ходов поршневого насоса, а величина импульсов возбуждаемого в скважине гидродинамического давления имеет перепад 0,2–0,3 МПа при частоте колебаний 75–92 в 1 мин.

Очевидно, что гидродинамическая пульсация в скважине будет происходить и при работе с гидромониторными долотами [26].

### Заключение

Выведенная зависимость позволяет определять зону зашламования с учетом

большого числа факторов как технического, так и гидродинамического характера и может быть использована для оценки эффективности технологии вскрытия нефтяных пластов в трещиноватых породах.

Из вышеприведенных сведений следует, что радиус зашламования прямо пропорционален давлению жидкости на пласт. В соответствии с этим вскрытие нефтяных пластов с трещиноватыми коллекторами должно производиться, как правило, с продувкой воздухом или с применением аэрированных промывочных жидкостей. Кроме того, надежный метод борьбы с зашламованием трещин – повышение интенсивности продувки (промывки), что обеспечивает вынос с забоя более крупного шлама.

### Библиографический список

1. Ясашин А.М. Вскрытие опробования и испытания скважин. – М.: Недра, 1979. – 264 с.
2. Мамедов В.Т., Микаилова Н.Э. Определение силы, подаваемой на пакер, при эксплуатации фонтанных скважин // Известия высших технических учебных заведений Азербайджана. – 2015. – № 4 (98). – С. 52–55.
3. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.Н. Гусев. – М.: Недра, 1986. – 382 с.
4. Варламов П.С. Испытание пластов многоциклового действия. – М.: Недра, 1982. – 247 с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
6. Максимов В.П. Эксплуатация нефтяных месторождений в осложненных условиях. – М.: Недра, 1976. – 239 с.
7. Черный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. – М.: Недра, 1975. – 296 с.
8. Аврущенко В.Х. Резиновые уплотнители. – Л.: Химия, 1978. – 136 с.
9. Литвинов В.М. К вопросу о деформировании уплотнительных манжет // РНТС ВНИИОЭНГ. Серия: Машины и нефтяное оборудование. – 1965. – № 5. – С. 18–21.
10. Микаилова Н.Э. Определение силы, требуемой для уплотнения межтрубного пространства на скважинах // Теоретическая и прикладная механика. – 2015. – № 2 (38). – С. 24–28.
11. Каталог компаний Maritime Hydraulics / The University of Alaska Fairbanks, 1998–1999.
12. Composite catalog of Oil Field Equipment and Services. Texas, USA, World Oil A Gulf Publishing Company Publication, 1979–1981.
13. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений / А.Б. Сулейманов [и др.]. – М.: Недра, 1986. – 285 с.
14. Agarwal R.G., Al-Hussainy R., Ramey H.J. An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow. I // Analytical Treatment, Society of Petroleum Engineers Journal. – 1970. – Vol. 10, iss. 03. – P. 279–290. DOI: 10.2118/2466-PA
15. Kohlhaas C.A. A method for analyzing pressures measured during drillstem-test flow periods // Journal of Petroleum Technology. – 1972. – Vol. 24, iss. 10. – P. 1278–1282. DOI: 10.2118/3695-PA
16. Ramey H.J. Short-time well test data interpretation in the presence of skin effect and wellbore storage // Journal of Petroleum Technology. – 1970. – Vol. 22, iss. 1. – P. 97–104. DOI: 10.2118/2336-PA
17. Качанов Л.М. Основы теории пластичности. – М.: Наука, 1969. – 420 с.
18. Квашнин Г.П. Технология вскрытия и освоения водоносных пластов. – М.: Недра, 1987. – 247 с.
19. Гайворонский А.А., Цыбин А.А. Крепление скважин и разобщение пластов. – М.: Недра, 1981. – 387 с.
20. Шакиров А.Ф., Белов А.Е., Рязанцев Н.Ф. О режимах испытания объектов в бурящихся скважинах // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 6. – С. 14–17.
21. Ильский А.Л., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы. – М.: Недра, 1989. – 396 с.
22. Северинчик Н.А. Машины и оборудование для бурения скважин. – М.: Недра, 1986. – 386 с.
23. Скрыпник С.Г. Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на море. – М.: Недра, 1989. – 310 с.
24. Вервекин А.В. К вопросу автоматизации процесса бурения нефтяных и газовых скважин винтовыми забойными двигателями // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 10. – С. 49–65. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.5
25. Lyons C. Working guide to drilling equipment and operations. – Houston: Gulf Publishing, 2010. – P. 617.
26. Микаилова Н.Э. Определение эксплуатационной характеристики пакеров при различных способах освоения нефтяных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 10. – С. 23–25.



## References

1. Iasashin A.M. Vskrytie oprobovaniia i ispytaniia skvazhin [Opening and testing of wells]. Moscow, Nedra, 1979, 264 p.
2. Mamedov V.T., Mikailova N.E. Opredelenie sily podavaemoi na paker pri ekspluatatsii fontannykh skvazhin [Determination of the force applied to the packer during operation of the fountain wells]. *Izvestiia Vysshikh tekhnicheskikh uchebnykh zavedenii Azerbaidzhana*, 2015, no.4 (98).
3. Mirzadzhanzade A.Kh., Ametov I.M., Khasaev A.M., Gusev V.N. Tekhnologiia i tekhnika dobychi nefti [Technology and technology of oil production]. Moscow, Nedra, 1986, 382 p.
4. Varlamov P.S. Ispytanie plastov mnogotsiklovogo deistviia [Testing of multi-cycle actions]. Moscow, Nedra, 1982, 247 p.
5. Basarygin Iu.M., Bulatov A.I., Proselkov Iu.M. Burenie neftianyykh i gazovykh skvazhin [Drilling of oil and gas wells]. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2002, 632 p.
6. Maksimov V.P. Ekspluatatsiia neftianyykh mestorozhdenii v oslozhnennykh usloviyakh [Operation of oil fields in complicated conditions]. Moscow, Nedra, 1976, 239 p.
7. Chernyi I.A. Neustanovivsheesia dvizhenie real'noi zhidkosti v trubakh [Unsteady motion of a real liquid in pipes]. Moscow, Nedra, 1975, 296 p.
8. Avrushenko V.Kh. Rezinovyye uplotniteli [Rubber seals]. Leningrad, Khimiia, 1978, 136 p.
9. Litvinov V.M. K voprosu o deformirovaniia uplotnitel'nykh manzhet [On the question of deformation of the sealing cuffs]. *RNTS VNIIOENG. Seriya: Mashiny i neftianoe oborudovanie*, 1965, no.5, pp.18-21.
10. Mikailova N.E. Opredelenie sily, trebuemoi dlia uplotneniia mezhtrubnogo prostranstva na skvazhinakh [Determination of the force required to compact the annular space in the wells]. *Teoreticheskaya i prikladnaya mekhanika*, 2015, no.2(38), pp.24-28.
11. Katalog kompanii Maritime Hydraulics [Companies catalog Maritime Hydraulics]. The University of Alaska Fairbanks, 1998-1999.
12. Composite catalog of Oil Field Equipment and Services. Texas, USA, World Oil A Gulf Publishing Company Publication, 1979-1981.
13. Suleimanov A.B. et al. Ekspluatatsiia morskikh neftegazovykh mestorozhdenii [Exploitation of offshore oil and gas fields]. Moscow, Nedra, 1986, 285 p.
14. Agarwal R.G., Al-Hussainy R., Ramey H.J. An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow: I. *Analytical Treatment, Society of Petroleum Engineers Journal*, 1970, vol.10, iss.03, pp.279-290. DOI: 10.2118/2466-PA
15. Kohlhaas C.A. A method for analyzing pressures measured during drillstem-test flow periods. *Journal of Petroleum Technology*, 1972, vol.24, iss.10, pp.1278-1282. DOI: 10.2118/3695-PA
16. Ramey H.J. Short-time well test data interpretation in the presence of skin effect and wellbore storage. *Journal of Petroleum Technology*, 1970, vol.22, iss.01, pp.97-104. DOI: 10.2118/2336-PA
17. Kachanov L.M. Osnovy teorii plastichnosti [Fundamentals of the theory of plasticity]. Moscow, Nauka, 1969, 420 p.
18. Kvashnin G.P. Tekhnologiia vskrytiia i osvoeniia vodonosnykh plastov [Technology of opening and development of aquifers]. Moscow, Nedra, 1987, 247 p.
19. Gaivoronskii A.A., Tsybin A.A. Kreplenie skvazhin i razobshchenie plastov [Well fixing and seam separation]. Moscow, Nedra, 1981, 387 p.
20. Shakirov A.F., Belov A.E., Riazantsev N.F. O rezhimakh ispytaniia ob"ektov v buriashchikhsia skvazhinakh [About modes of testing objects in drilled wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1973, no.6, pp.14-17.
21. Il'skii A.L., Shmidt A.P. Burovyye mashiny i mekhanizmy [Drilling machines and mechanisms]. Moscow, Nedra, 1989, 396 p.
22. Severinchik N.A. Mashiny i oborudovanie dlia bureniia skvazhin [Machines and equipment for drilling wells]. Moscow, Nedra, 1986, 386 p.
23. Skrypnik S.G. Tekhnika dlia bureniia neftianyykh i gazovykh skvazhin na more [Equipment for drilling oil and gas wells at sea]. Moscow, Nedra, 1989, 310 p.
24. Vervekin A.V. To the question of automation of oil and gas wells drilling with screw downhole motors. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no.10, pp.49-65. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.5
25. Lyons C. Working guide to drilling equipment and operations. Houston, Gulf Publishing, 2010, p.617.
26. Mikailova N.E. Opredelenie ekspluatatsionnoi kharakteristiki pakerov pri razlichnykh sposobakh osvoeniia neftianyykh plastov [Determination of the performance of packers for various methods of developing oil reservoirs]. *Stroitel'stvo neftianyykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2015, no.10, pp.23-25.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Мамедов В.Т., Микаилова Н.Э. Исследование закономерностей колыматажа пор и трещин пород нефтяного пласта шламом выбуренной породы // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №2. – С.129–137. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.3

Please cite this article in English as:

Mamedov V.T., Mikailova N.E. Study of regularities on how drilling cuttings block pores and fractures of oil-bearing formation. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.2, pp.129-137. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.3