

УДК 622.244.5

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-27-41

Обзор некоторых методик и результатов исследований в системе «скважина — пласт»

Р. Р. Ахметзянов

*Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», Тюмень,
Россия*

tonipi-ext@surgutneftegas.ru

Аннотация. Повышенный интерес исследователей в области бурения нефтяных и газовых скважин вызывают физико-химические взаимодействия, происходящие в системе «скважина — пласт» между буровым раствором, горными породами и насыщающими их флюидами. Основной задачей проводимых исследований, как правило, является разработка оптимального бурового раствора, позволяющего одновременно безаварийно провести ствол скважины, снизить непроизводительное время на устранение различных осложнений и осуществить качественное первичное вскрытие продуктивных пластов в определенных горно-геологических условиях. История исследований в этом направлении насчитывает не один десяток лет, однако, учитывая сложности воспроизведения в лаборатории реальных горно-геологических условий, а также характерную привязанность к ним ранее полученных результатов, здесь имеется достаточный нереализованный потенциал. Цель данной статьи — литературный обзор применяемых методик исследований для выявления уровня научно-технического развития, оценки достигнутых результатов исследований, возможности их распространения на интересующие объекты и дальнейшего развития.

Ключевые слова: буровой раствор, осмотические и капиллярные явления, устойчивость стенок скважины, первичное вскрытие

Для цитирования: Ахметзянов, Р. Р. Обзор некоторых методик и результатов исследований в системе «скважина — пласт» / Р. Р. Ахметзянов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-4-27-41 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 4. – С. 27–41.

A review of some methods and results of studies in the "well - reservoir" system

Ratmir R. Akhmetzyanov

*Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Surgutneftegas PJSC, Tyumen, Russia
tonipi-ext@surgutneftegas.ru*

Abstract. The physicochemical interactions between drilling mud, rock and in-situ fluids in the "well - reservoir" system are of increasing interest to oilfield drilling researchers. Usually, the main aim of research is development of an optimal drilling fluid that provides trouble-free drilling,

reducing non-productive time to eliminate various problems, and effectively exposes of oil and gas reservoirs under certain geological conditions. The history of research in this area goes back more than a dozen years. However, given the difficulties of modeling real geological conditions in the laboratory, and the characteristic attachment of previous results to them, there is still plenty of untapped potential. The purpose of this article is a literature review of the applied research methods to assess the level of scientific and technical development, evaluate the achieved research results, a possibility of their distribution to the target objects and further development.

Keywords: drilling mud, osmotic and capillary phenomena, well wall stability, primary opening

For citation: Akhmetzyanov, R. R. (2023). A review of some methods and results of studies in the "well - reservoir" system. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 27-41. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-27-41

Одной из весьма сложных тем, имеющей большое практическое значение в бурении, является физическая сущность процессов, происходящих в системе «скважина — пласт». Буровой раствор (БР) в процессе бурения скважины контактирует с флюидами, насыщающими горные породы, непосредственно находящимися в объеме выбуренной породы и переходящими затем в объем БР. При углублении забоя скважины контакт БР с пластовыми флюидами осуществляется, как правило, через систему пор, трещин, каверн и сформировавшийся фильтрационный барьер («глинистая корка»). Существует динамическая система взаимодействия, в которой БР, горные породы и пластовые флюиды оказывают взаимное влияние друг на друга. Некоторый объем БР и его фильтрата (Ф) проникает в пласты. Тип жидкости, объем и глубина проникновения обусловлены такими факторами, как величина репрессии, состав и свойства БР, пластовых флюидов и горных пород. Перечисленные факторы определяют механизмы проникновения БР (и/или Ф) в проницаемый пласт: 1) репрессия; 2) осмос; 3) капиллярная пропитка.

Неблагоприятные последствия для проницаемости коллекторов по нефти и газу из-за высокой репрессии достаточно хорошо описаны в литературе [1–7]. При этом повышенный интерес также вызывают физико-химические взаимодействия, происходящие между БР, горными породами и насыщающими их флюидами. В условиях существенной разницы в минерализациях пластовой воды и водной основы БР возникает достаточно высокое осмотическое давление [8–10], превышающее по некоторым данным 20 МПа. Вполне сопоставимым может быть и капиллярное давление [4, 11]. Кроме того, при движении жидкости по капиллярам и порам при наличии концентрационного потенциала может возникнуть капиллярный осмос [12]. Осмотические и капиллярные силы могут совпадать по направлению действия с градиентом давления от столба БР либо быть противоположно направлены. Осмотическое и/или капиллярное проникновение жидкостей в пласт могут стать определяющими механизмами при относительном равновесии давлений в системе «скважина — пласт» на стенках скважины, либо на некотором удалении в глубине пласта, где репрессия стремится к нулю [9].

Значительный объем исследований направлен на изучение осмоса, определяемого как важнейшая причина потери устойчивости стенок скважины, сложенных глинистыми породами [8, 10, 13–20]. Повышению качества первичного вскрытия продуктивных пластов с учетом происходящих осмотических процессов уделили внимание некоторые исследователи [1, 5, 8, 9, 13]. В работах [4, 8, 10, 20, 21–25] рассматриваются осмотические процессы через естественную полупроницаемую мембрану, представленную проницаемым пространством продуктивного коллектора. Такое допущение возможно по причинам формирования низкопроницаемого фильтрационного барьера в поровых каналах и неравномерности сечения поровых каналов, снижающихся в «горле» пор [5, 26] до таких размеров, при которых возможно проникновение только молекул воды. Вводится понятие эффективности мембраны, которая равна 1, когда поток, обусловленный осмотическим давлением, представлен только растворителем (вода) и в нем отсутствуют ионы растворенного вещества. Для большинства коллекторов эффективность мембраны существенно ниже, что определяется их составом и свойствами. Важную роль в создании мембраны играют размер и конфигурация пор; глинистые породы, присутствующие в коллекторе, как в матрице, так и в поровом пространстве; начальная водонасыщенность и двойной электрический слой; состав и вязкость взаимодействующих жидкостей. Например, в условиях продуктивных пластов осинского, ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов Восточной Сибири, характеризующихся высокоминерализованной пластовой водой (более 300 г/л), вектор действия осмотического давления, как правило, направлен в сторону пласта. К фактической репрессии от столба БР, составляющей порядка 4–6 МПа, может добавиться осмотическая сила, достигающая, согласно расчетам, до 3 МПа, направленная в продуктивный пласт и способствующая более глубокому проникновению Ф [9].

Теоретическое обоснование и закономерности действия капиллярных сил, а также их прикладное значение, в том числе капиллярная пропитка, подробно рассмотрены в работе [11]. Особенности капиллярной пропитки насыщенных образцов керна горных пород водными растворами электролитов описаны также в [2, 10, 13, 24, 27–29]. Как правило, наибольшее капиллярное давление характерно для нефтенасыщенной части залежи. С ростом начальной водонасыщенности коллектора капиллярное давление для воды снижается. Мелкие поры по сравнению с крупными впитывают большее количество воды, так же как и образцы керна, содержащие больше глинистой фракции. Хлориднокалиевые водные растворы пропитывают образцы таких пород более интенсивно, чем, например, хлоридномагниевого, благодаря размерам, заряду и особенностям гидратации катионов. Вместе с тем более вязкие хлоридномагниевого и подобные растворы затрудняют как капиллярную пропитку, так и осмотический поток.

При изучении осмотических и капиллярных явлений в системе «скважина — пласт» используются различные методики и инструментарий, зача-

стю разработанные или усовершенствованные самими авторами работ. Так, в работах советских исследователей, приуроченных к 80-м годам XX века [30–32], для изучения влияния осмотических явлений применялся осмометр (рис. 1), представляющий собой разъемную двухкамерную форму.

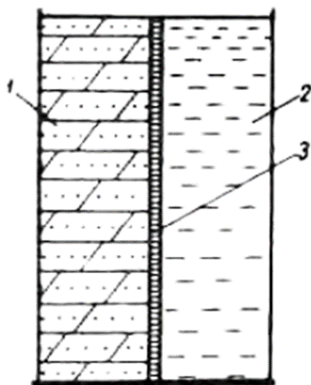


Рис. 1. Осмометр

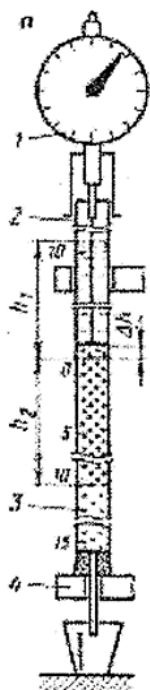


Рис. 2. Трубчатый измеритель набухания:

- 1 — индикатор;
- 2 — трубка;
- 3 — измельченная порода;
- 4 — штадив

Одна из камер (1) имитирует пространство скважины, заполненное либо БР, либо цементным раствором, вторая (2) — флюидонасыщенный пласт. Для реализации осмотического эффекта камеры были разделены инертной металлокерамической полупроницаемой перегородкой (3) с проницаемостью по воздуху, равной 20–25 мД. Были изучены основные закономерности осмотического переноса при бурении скважин и намечены пути и методы его регулирования, такие как изменение соотношения минерализации водной фазы БР и поровой воды и модификации структуры полупроницаемой перегородки.

В работе [13] исследования особенностей взаимодействия слабоувлажненных глин с различными жидкостями проводились с применением трубчатого измерителя набухания, представляющего собой вертикально установленную прозрачную трубку, заполненную до определенного уровня измельченной породой (рис. 2).

Сверху в свободное пространство трубки заливалась испытуемая жидкость. Измеряли во времени уровень жидкости над породой, глубину проникновения жидкости в породу и приращение высоты образца породы из-за набухания индикатором с помощью системы «перфорированная шайба — шток». Определяли компонентный состав вытекающего снизу трубки Ф для оценки ионного обмена. Очевидно, что движущими в этих экспериментах были гравитационные и капиллярные силы. Результаты исследований показали наибольший темп пропитки образцов глинистых пород (палыгорскит, бентонит, каолинит) водными растворами хлорида калия. Растворы хлорида натрия показали меньший темп пропитки, за исключением палыгорскита. Наименьшим темпом пропитки характеризовались

растворы хлорида магния и сульфата магния. Моделирование прискважинной области пласта не выполнялось.

В другой работе [33] предложена экспресс-методика определения физико-химического взаимодействия БР с горной породой. Принципиальная схема используемого прибора приведена на рисунке 3.

Образцами могут быть бентонитовые глинопорошки, либо измельченный керн из неустойчивых глинистых отложений. Образец запрессовывали в пресс-форму, которую устанавливали на вращающийся столик прибора СНС-2. На поверхность образца устанавливали индикатор на штоке, который нагружали, и после установки шкалы индикатора часового типа в нулевое положение заливали исследуемый БР в свободную часть пресс-формы. Одновременно включали секундомер. При взаимодействии БР с образцом происходит разупрочнение поверхностного слоя. Нагруженный индентор погружается в образец на глубину проникновения Φ , упираясь в неразупрочненную поверхность образца. Через 4 мин снимали показание индикатора. Критерием оценки качества БР является предлагаемый авторами коэффициент устойчивости образцов породы в исследуемой среде, показывающий, во сколько раз начальная скорость разупрочнения образцов в исследуемом БР будет меньше, чем в дистиллированной воде.

В настоящее время повышению эффективности ингибирования глинистых пород путем управления минерализацией БР была посвящена одна из работ [22], где также использовался экспресс-метод, но с применением прибора для определения скорости схватывания цемента. Образцы хлорит-гидрослюдистой породы готовились в виде шайб методом формования влажной глины в кольцевидных формах. Образец, высушенный на воздухе, помещался в специальный стакан с растворами различного состава, устанавливался на столик прибора, и по шкале отмечалась глубина погружения индентора, находящегося под давлением. В результате работы получили сравнительную характеристику воздействия различных растворов на скорость увлажнения глинистого образца, оценку скорости капиллярной про-

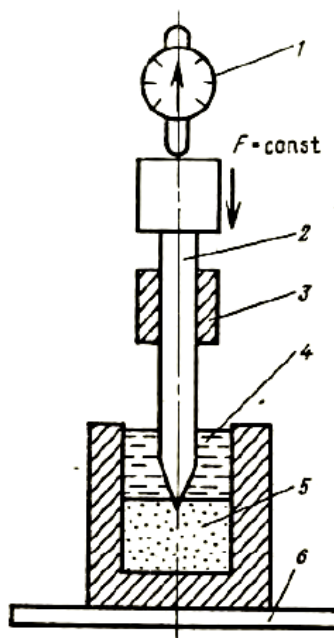


Рис. 3. Прибор для количественной оценки физико-химических свойств бурового раствора:

- 1 — индикатор;
- 2 — шток с индентором;
- 3 — направляющая втулка;
- 4 — буровой раствор;
- 5 — образец;
- 6 — основание

питки и относительную интенсивность влагопереноса раствора. Были конкретизированы и дополнены сведения о происходящих процессах. Например, было установлено, что действие одновалентных катионов сказывается на достаточно большой глубине их проникновения: разрушается сразу целый слой породы при том что механизм разрушения для солей калия и натрия различен. А действие поливалентных катионов ограничивается поверхностным слоем глины.

Авторы работ [3, 27] целенаправленно исследовали влияние различных Φ (пресных, минерализованных, с добавлением поверхностно-активных веществ), проникающих в породу в результате капиллярной пропитки, на продуктивность. Исследования выполнялись «весовым методом» с естественными и искусственными гидрофильными и гидрофобными образцами керна на установке прецизионной регистрации веса образца, помещенного в жидкость. Образцы кернов насыщались в разных соотношениях изовязкой моделью нефти и моделью остаточной воды на установке УИПК-1М. Сущность исследования заключается в регистрации увеличения веса образца от капиллярного проникновения воды и водных растворов, вытесняющих керосин (рис. 4). Был принят условный параметр скорости всесторонней капиллярной пропитки, основанный на изменении массы образца во времени. В результате было установлено, что скорость капиллярной пропитки газонасыщенных образцов существенно выше, чем нефтенасыщенных. Наличие связанной воды в образцах уменьшает скорость пропитки и величину водонасыщения. Минерализация Φ способствует снижению уровня водонасыщенности, особенно в образцах с относительно высокой начальной водонасыщенностью.



Рис. 4. Исследование «весовым методом»

В работе зарубежных авторов [34] обращается внимание на важность подбора солевой основы БР, с учетом кислотности среды, для предотвращения повреждения продуктивного пласта. Глинистые частицы при взаимодействии с БР или Ф могут набухать и диспергироваться, и снижать таким образом природную проницаемость продуктивного пласта. В основе тестирования различных жидкостей использован метод определения времени капиллярного впитывания, разработанный за рубежом [35], но не получивший распространения у нас в стране. Для исследований используется таймер капиллярной пропитки (CST). Необходимо отметить, что метод не учитывает структуры порового пространства коллектора, типа глинистого цемента, а результаты отличаются от результатов работ отечественных исследователей [13, 22].

Зарубежные специалисты в области разработки месторождений исследовали вытеснение нефти водой и взаимодействие привнесенной в продуктивные пласты воды с матрицей породы, представленной в том числе солями [24]. Авторами был применен «весовой метод», в котором образцы керна горных пород опускались в емкость с испытуемой жидкостью, и определялась их пропитка. Кроме того, определялась структура порового пространства образцов прибором, основанным на принципе ядерного магнитного резонанса (рис. 5, 6).

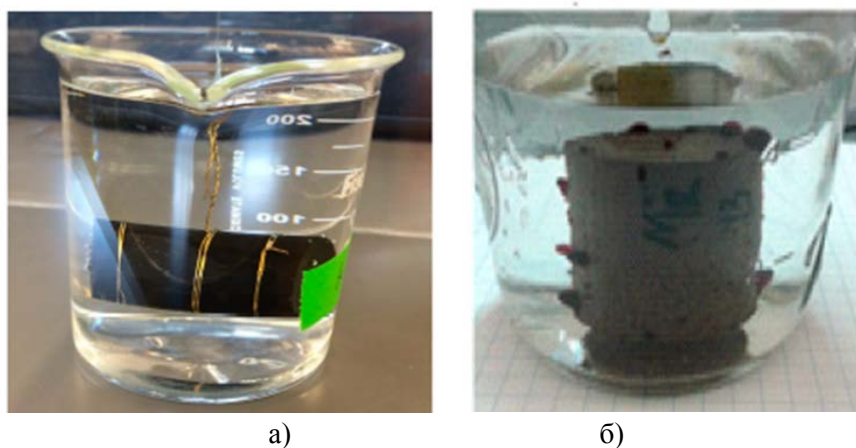


Рис. 5. «Весовой метод» исследования:
а) измерение веса образца, погруженного в жидкость;
б) вытеснение керосина из образца капиллярной пропиткой

Один из выводов исследования, потенциально интересный, в частности, для горно-геологических условий Восточной Сибири, свидетельствует о растворении кристаллов матричной соли с последующим ухудшением фильтрационно-емкостных свойств. О подобных исследованиях информирует статья [26], обобщающая ряд работ в области осмотической и капиллярной пропитки.

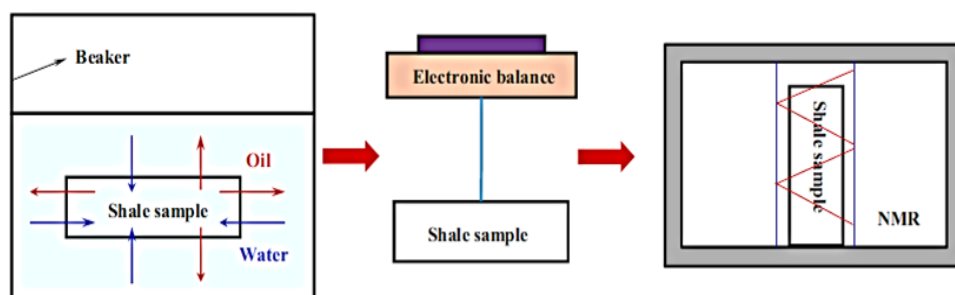


Рис. 6. Схема процедуры исследования

Работа [36] посвящена изучению механизма снижения проницаемости для нефти вследствие проникновения водной фазы в продуктивный пласт при первичном вскрытии бурением для последующего проектирования эффективных БР. Методика исследования включает фильтрационные эксперименты по воздействию Φ на колонку кернов в термобарических условиях и определение остаточной насыщенности образцов на аппаратах Дина и Старка или Закса. В завершение рассчитывается коэффициент восстановления проницаемости. Очевидно, что предлагаемая методика, основанная на широко используемых в лабораторной практике методах, предполагает моделирование проникновения Φ в пласт под действием репрессии, другие механизмы не рассматриваются.

Согласно выводам исследователей [1, 23, 26, 37], осмотическое и капиллярное проникновение технологической жидкости в проницаемый пласт — процессы, динамически взаимодействующие. В зависимости от характеристик и интенсивности действия упомянутых выше факторов может преобладать один из этих двух процессов [3]. Авторы одного из исследований [23] разработали мульти-механическую числовую модель матрицы глинистых коллекторов (сланцев) разделением пород на мембранные и немембранные. Осмотические и капиллярные процессы в модели ассоциированы с разными компонентами пород и минералогией, и существует оптимум солености воды для максимальной пропитки. Модель, по утверждению авторов, позволяет рассчитать капиллярное и осмотическое давления как функцию от насыщения водой, позволяет отследить подвижную воду, и была подтверждена сопоставлением с экспериментальными данными.

Для изучения путем физического моделирования осмотических и капиллярных процессов в системе «скважина — пласт» в Тюменском отделении «СургутНИПИнефть» был разработан и применен экспериментальный прибор, отличающийся от известных ранее (рис. 7). Одним из результатов исследований был внедренный в производство эффективный БР для сложных горно-геологических условий Восточной Сибири [9].



Рис. 7. Экспериментальный прибор

Таким образом, выполнен обзор методик и результатов научных исследований в системе «скважина — пласт». Исследования выполняются не первое десятилетие и при этом постоянно развиваются. Помимо физического моделирования начинает развиваться и математическое, что, несомненно, должно в целом повысить эффективность исследований. Естественно, по причинам сложности воспроизведения реальных горно-геологических условий, а также привязки результатов к условиям конкретных месторождений для продолжения исследований имеется нерезализованный потенциал, в том числе для усовершенствования методик физического моделирования.

Выводы

Обобщенные промысловые данные и информация из литературных источников об осложнениях, возникающих при бурении скважин, о потенциале увеличения дебитов новых скважин свидетельствуют о существовании объективной необходимости продолжать разработку оптимальных БР. Работа эта должна обязательно включать научные исследования физико-химических взаимодействий, происходящих между БР, горными породами и насыщающими их флюидами во время бурения скважины.

Список источников

1. Дубинский, Г. С. О возможности регулирования процессов в призабойной зоне пласта при заканчивании и освоении скважин / Г. С. Дубинский. – Текст : непосредственный // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). Выпуск 1 (6). – Уфа : ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография», 2012. – С. 177–187.

2. Орлов, Л. И. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа / Л. И. Орлов, А. В. Ручкин, Н. М. Свихнушин. – Москва : Недра, 1976. – 90 с. – Текст : непосредственный.
3. Метод экспериментальных исследований проникновения фильтрата раствора в низкопроницаемый коллектор / В. М. Подгорнов, О. К. Ангелопуло, А. З. Левицкий, С. О. Бороздин. – Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 4. – С. 38–42.
4. Ружников, А. Г. Совершенствование технологии предупреждения дестабилизации сильно трещиноватых аргиллитов : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание степени кандидата технических наук / Ружников Алексей Григорьевич. – Ухта, 2015. – 119 с. – Текст : непосредственный.
5. Fluid design to minimize invasive damage in horizontal wells / D. B. Bennon, F. B. Thomas, D. W. Bennon, R. F. Bietz. – DOI 10.2118/96-09-02. – Direct text // Journal of Canadian petroleum technology. – 1996. – № 9. – P. 45–52.
6. Gazaniol, D. Wellbore Failure Mechanisms in Shales : Prediction and Prevention / D. Gazaniol, T. Forsans, M. J. F. Boisson. – DOI 10.2118/28851-PA. – Direct text // Journal of petroleum technology. – 1995. – Vol. 47, Issue 7. – P. 589–595.
7. Critical Parameters in Modelling the Chemical Aspects of Borehole Stability in Shales and in designing Improved Water-Based Shale Drilling Fluids / E. Van Oort, A. H. Hale, F. K. Mody, S. Roy. – Text : electronic // Journal of petroleum technology. – 1994. – URL: http://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=get_RecordDetail&idt=6331772
8. Абышов, Дж. Г. К проблемам кинетики осмотических процессов в бурении / Дж. Г. Абышов. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 8. – С. 29–31.
9. Ахметзянов, Р. Р. Моделирование свойств бурового раствора при различных составах и концентрациях неорганических солей / Р. Р. Ахметзянов, В. Н. Жернаков. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-4-33-37. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – С. 33–37.
10. Wellbore Instability of Shale Formation; Zuluf Field, Saudi Arabia / H. Abass, A. Shebatalhamd, M. Khan [et al.]. – Text : electronic // Proceedings of the SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section, Dhahran, Saudi Arabia, 21–23 May 2006. – URL: <https://doi.org/10.2118/106345-MS>.
11. Гудок, Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород : учебное пособие для вузов / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с. – Текст : непосредственный.
12. Дерягин, Б. В. Кинетические явления в граничных пленках жидкостей. 1. Капиллярный осмос / Б. В. Дерягин. – Текст : непосредственный // Коллоидный журнал. – 1974. – Т. 9, Вып. 5. – С. 583–591.
13. Ангелопуло, О. К. Буровые растворы для осложненных условий / О. К. Ангелопуло, В. М. Подгорнов, В. Э. Аваков. – Москва : Недра, 1988. – 135 с. – Текст : непосредственный.
14. О природе осложнений в бурении, связанных с осмотическими явлениями в системе скважина — пласт / А. А. Мовсумов, Т. З. Измайлов, Р. И. Кулиев, В. А. Сафаров. – Текст : непосредственный // Нефть и газ. – 1973. – № 12. – С. 23–28.

15. Оруджев, Ю. А. Исследование влияния осмотического давления на устойчивость стен необсаженной части скважины / Ю. А. Оруджев. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2011. – № 1. – С. 40–42.
16. Печорин, О. М. Осмотическое давление — возможная причина образования каверн в скважинах / О. М. Печорин, Ф. А. Синельников. – Текст : непосредственный // Бурение : научно-технический сборник. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1965. – № 3. – С. 14–17.
17. Саушин, А. З. Механизм взаимодействия глинистых пород с фильтратом бурового раствора / А. З. Саушин, Г. И. Журавлев, Н. Ф. Лямина. – Текст : непосредственный // Нефтегазовые технологии. – 2010. – № 6. – С. 3–4.
18. Сафаров, Я. И. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях / Я. И. Сафаров. – Баку : Сада, 2000. – 240 с. – Текст : непосредственный.
19. Соловьев, Н. В. Обоснование основных параметров механизма мембранообразования в глинодержащих горных породах при бурении с использованием полимерных растворов / Н. В. Соловьев. – Текст : непосредственный // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 1. – С. 20–23.
20. Уляшева, Н. М. Влияние ионной силы раствора на скорость увлажнения глинистых пород / Н. М. Уляшева, И. В. Ивенина. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 4. – С. 28–30.
21. Гамаюнов, С. Н. Осмотический массоперенос : монография / С. Н. Гамаюнов, В. А. Миронов, Н. И. Гамаюнов. – Тверь : ТГТУ, 2007. – 228 с. – Текст : непосредственный.
22. Ивенина, И. В. Повышение эффективности ингибирования глинистых пород путем управления минерализацией буровых растворов : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ивенина Ирина Владимировна. – Ухта, 2011. – 236 с. – Текст : непосредственный.
23. A Shale Matrix Imbibition Model — Interplay between Capillary Pressure and Osmotic Pressure / X. Li, H. Abass, T. W. Teklu, Q. Cui. – Text : electronic // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, 26–28 September 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/181407-MS>.
24. The effects of ion diffusion on imbibition oil recovery in salt-rich shale oil reservoirs / L. Yang, X. Zhang, T. Zhou [et al.]. – DOI 10.1093/jge/gxz025. – Direct text // Journal of Geophysics and Engineering. – 2019. – № 16. – P. 525–540.
25. Mody, F. K. A borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction / F. K. Mody, A. H. Hale. – DOI 10.2118/25728-PA. – Direct text // Proceedings of the SPE/IADC Drilling Conference. – 1993. – P. 473–490.
26. Zhou, Z. A Critical Review of Osmosis-Associated Imbibition in Unconventional Formations / Z. Zhou, L. Xiaopeng, T. W. Teklu. – DOI 10.3390/en14040835. – Direct text // Energies. – 2021. – № 14 (4). – P. 835.
27. Подгорнов, В. М. Снижение проницаемости пристенных участков ствола скважин при контакте буровых растворов с продуктивными пластами / В. М. Подгорнов, Г. Э. Калиневич, Б. Д. Панов. – Текст : непосредственный // Труды Московского Института нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина. – 1981. – Вып. 152. – С. 116–129.

28. Prieve Diffusiophoresis of charged colloidal particles in the limit of very high salinity / D. C. Prieve, S. M. Malone, A. S. Khair [et al.]. – Text : electronic // Proceedings of the National Academy of Sciences. – 2019. – Vol. 116, Issue 37. – URL: <https://doi.org/10.1073/pnas.1701391115>.
29. Experimental NMR Analysis of Oil and Water Imbibition during Fracturing in Longmaxi Shale, SE Sichuan Basin / Y. Jiang, Y. Fu, Z. Lei [et al.]. – Text : electronic // Journal of the Japan Petroleum Institute. – 2019. – № 62. – URL: <https://doi.org/10.1627/jpi.62.1>
30. Аветисов, А. Г. Механизм массопереноса через цементный камень / А. Г. Аветисов. – Текст : непосредственный // Труды ВНИИБТ / ОАО «НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ. – Москва, 1974. – Вып. 8. – С. 250–254.
31. Осмотические явления на границе с камнем из отверждаемого глинистого раствора / С. М. Гамзатов, В. В. Гольдштейн, Л. Н. Кудеярова, В. Ю. Шеметов. – Текст : непосредственный // Технология крепления скважин. Труды. – Краснодар : ВНИИКРнефть, 1979. – Вып. 17, № 1. – С. 153–158.
32. Шеметов, В. Ю. О правомерности диффузионно-осмотической гипотезы влагопереноса в системе буровой раствор — глинистая порода / В. Ю. Шеметов. – Текст : непосредственный // Промывка скважин. – Краснодар : ВНИИКРнефть, 1980. – С. 113–115.
33. Глебов, С. В. Экспресс-метод определения физико-химического взаимодействия бурового раствора и горной породы / С. В. Глебов, Н. А. Степанов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 6. – С. 17–18.
34. Эванс, Б. Выбор солевых растворов и реагентов для стабилизации глин с целью предотвращения повреждения пласта / Б. Эванс, С. Али. – Текст : непосредственный // Нефтегазовые технологии. – 1997. – № 5. – С. 13–17.
35. Minimize Formation Damage by Rapid, Inexpensive Method of Completion- and Stimulation-Fluid Selection / D. R. Underdown, M. W. Conway. – DOI 10.2118/19432-PA. – Direct text // SPE Production Engineering. – Vol. 7, Issue 01. – P. 56–60.
36. Никитин, В. И. Методика проведения эксперимента по определению насыщенности фильтратом промывочной жидкости образца кернового материала / В. И. Никитин, О. А. Нечаева, Е. А. Камаева. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-10(334)-14-16. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 10 (334). – С. 14–16.
37. Mechanisms of imbibition during hydraulic fracturing in shale formations / Z. Zhou, A. Hazim, X. Li [et al.]. – DOI 10.1016/j.petrol.2016.01.021. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 141. – P. 125–132.

References

1. Dubinskiy, G. S. (2012). O vozmozhnosti regulirovaniya protsessov v prizaboynoy zone plasta pri zakanchivanii i osvoenii skvazhin. Neftgazovye tekhnologii i novye materialy (problemy i resheniya). Vyp. 1 (b). Ufa, Izdatel'stvo nauchno-tekhnicheskoy literatury "Monografiya" LLC Publ., pp. 177-187. (In Russian).
2. Orlov, L. I., Ruchkin, A. V., & Svikhnushin, N. M. (1976). Vliyanie promyvochnoy zhidkosti na fizicheskie svoystva kollektorov nefiti i gaza. Moscow, Nedra Publ., 90 p. (In Russian).

3. Podgornov, V. M., Angelopulo, O. K., Levitsky, A. Z., & Borozdin, S. O. (2011). The method of experimental studies of mud filtrate invasion into low-permeability reservoirs. Reporter of the Association of Drilling Contractors, (4), pp. 38-42. (In Russian).
4. Ruzhnikov, A. G. (2015). Sovershenstvovanie tekhnologii preduprezhdeniya de-stabilizatsii sil'no treshchinovatykh argillitov. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ukhta, 119 p. (In Russian).
5. Bennon, D. B., Thomas, F. B., Bennon, D. W., & Bietz, R. F. (1996). Fluid design to minimize invasive damage in horizontal wells. Journal of Canadian petroleum technology, (9), pp. 45-52. (In English). DOI: 10.2118/96-09-02
6. Gazaniol, D., Forsans, T., & Boisson, M. J. F. (1995). Wellbore Failure Mechanisms in Shales: Prediction and Prevention. Journal of petroleum technology, 47(7), pp. 589-595. DOI: 10.2118/28851-PA
7. Van Oort, E., Hale, A. H., Mody, F. K., & Roy, S. (1994). Critical Parameters in Modelling the Chemical Aspects of Borehole Stability in Shales and in designing Improved Water-Based Shale Drilling Fluids. Journal of petroleum technology. (In English). Available at: <http://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=6331772>
8. Abyshov, Dzh. G. (2014). K problemam kinetiki osmoticheskikh protsessov v burenii. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (8), pp. 29-31. (In Russian).
9. Akhmetzyanov, R. R., & Zhemakov, V. N. (2019). Simulation of the drilling mud properties at various compositions and inorganic salts concentrations. Oil Industry, (4), pp. 33-37. (In Russian).
10. Abass, H., Shebatalhamd, A., Khan, M., Al-Shobaili, Y., Ansari, A., Ali, S., & Mehta, S. (2006). Wellbore Instability of Shale Formation; Zuluf Field, Saudi Arabia. Proceedings of the SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section, Dhahran, Saudi Arabia, May, 21-23, 2006. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/106345-MS>.
11. Gudok, N. S., Bogdanovich, N. N., & Martynov, V. G. (2007). Opredelenie fizicheskikh svoystv neftevodosoderzhashchikh porod. Moscow, Nedra-Biznestsentr LLC Publ., 592 p. (In Russian).
12. Deryagin, B. V. (1974). Kineticheskie yavleniya v granichnykh plenkakh zhidkostey. 1. Kapillyarnyy osmos. Kolloidnyy zhurnal, 9(5), pp. 583-591. (In Russian).
13. Angelopulo, O. K., Podgornov, V. M., & Avakov, V. E. (1988). Burovye rastvory dlya oslozhnennykh usloviy. Moscow, Nedra, 135 p. (In Russian).
14. Movsumov, A. A., Izmaylov, T. Z., Kuliev, R. I., & Safarov, V. A. (1973). O prirode oslozhneniy v burenii, svyazannykh s osmoticheskimi yavleniyami v sisteme skvazhina-plast. Neft' i gaz, (12), pp. 23-28. (In Russian).
15. Orudzhev, Yu. A. (2011). Investigation of osmotic pressure on the stability of wall of hole uncased. Burenie i neft', (1), pp. 40-42. (In Russian).
16. Pechorin, O. M., & Sinel'nikov, F. A. (1965). Osmoticheskoe davlenie - vozmozhnaya prichina obrazovaniya kavern v skvazhinakh. Burenie: nauchno-tekhnicheskii sbornik, (3). Moscow, VNIIOENG Publ., pp. 14-17. (In Russian).
17. Saushin, A. Z., Zhuravlev, G. I., & Lyamina, N. F. (2010). Mekhanizm vzaimodeystviya glinistyykh porod s fil'tratom burovogo rastvora. Neftegazovye tekhnologii, (6), pp. 3-4. (In Russian).
18. Safarov, Ya. I. (2000). Povyshenie effektivnosti bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh. Baku, Sada, 240 p. (In Russian).

19. Solov'ev, N. V. (2018). Obosnovanie osnovnykh parametrov mekhanizma membranoobrazovaniya v glinosoderzhashchikh gornykh porodakh pri burenii s ispol'zovaniem polimernykh rastvorov. *Inzhener-neftyanik*, (1), pp. 20-23. (In Russian).
20. Ulyasheva, N. M., & Ivenina, I. V. (2010). Influence of ionic force of a solution on speed of humidifying of clay rock. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (4), pp. 28-30. (In Russian).
21. Gamayunov, S. N., Mironov, V. A., & Gamayunov, N. I. (2007). *Osmoticheskiy massoperenos*. Tver, Tver State Technical University Publ., 228 p. (In Russian).
22. Ivenina, I. V. (2011). Povyshenie effektivnosti ingibirovaniya glinistykh porod putem upravleniya mineralizatsiei burovnykh rastvorov. *Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ukhta*, 236 p. (In Russian).
23. Li, X., Abass, H., Teklu, T. W., & Cui, Q. (2016). A Shale Matrix Imbibition Model - Interplay between Capillary Pressure and Osmotic Pressure. *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, September, 26-28, 2016*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/181407-MS>
24. Yang, L., Zhang, X., Zhou, T., Lu, X., Chuanqing, Z., & Kunheng, Z. (2019). The effects of ion diffusion on imbibition oil recovery in salt-rich shale oil reservoirs. *Journal of Geophysics and Engineering*, (16), pp. 525-540. (In English). DOI: 10.1093/jge/gxz025
25. Mody, F. K., & Hale, A. H. (1993). A borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction. *Proceedings of the SPE/IADC Drilling Conference*, pp. 473-490. (In English). DOI: 10.2118/25728-PA
26. Zhou, Z., Xiaopeng, L., & Teklu, T. W. (2021). A Critical Review of Osmosis-Associated Imbibition in Unconventional Formations. *Energies*, (14(4)), pp. 835. (In English). DOI: 10.3390/en14040835
27. Podgornov, V. M., Kalinevich, G. E., & Panov, B. D. (1981). Snizhenie pronitsaemosti pristennykh uchastkov stvola skvazhin pri kontakte burovnykh rastvorov s produktivnymi plastami. *Trudy Moskovskogo Instituta neftekhimicheskoy i gazovoy promyshlennosti im. I. M. Gubkina*, (152), pp. 116-129. (In Russian).
28. Prieve, D. C., Malone, S. M., Khair, A. S., Stout, R. F., & Kanj, M. Y. (2019). Prieve Diffusiophoresis of charged colloidal particles in the limit of very high salinity. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 116(37). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1073/pnas.1701391115>
29. Jiang, Y., Fu, Y., Lei, Z., Gu, Y., Qi, L., & Cao, Z. (2019). Experimental NMR Analysis of Oil and Water Imbibition during Fracturing in Longmaxi Shale, SE Sichuan Basin. *Journal of the Japan Petroleum Institute*, (62). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1627/jpi.62.1>
30. Avetisov, A. G. (1974). Mekhanizm massoperenosa cherez tsementnyy kamen'. *Trudy VNIIBT*, Vyp. 8. Moscow, pp. 250-254. (In Russian).
31. Gamzatov, S. M., Gol'dshteyn, V. V., Kudeyarova, L. N., & Shemetov, V. Yu. (1979). Osmoticheskie yavleniya na granitse s kamnem iz otverzhdaemogo glinistogo rastvora. *Tekhnologiya krepleniya skvazhin. Trudy*, Vyp. 17, (1). Krasnodar VNIKRneft' Publ., pp. 153-158. (In Russian).
32. Shemetov, V. Yu. (1980). O pravomernosti diffuzionno-osmoticheskoy gipotezy vlagoperenosa v sisteme burovoy rastvor - glinistaya poroda. *Promyvka skvazhin. Krasnodar, VNIKRneft' Publ.*, pp. 113-115. (In Russian).

33. Glebov, S. V., & Stepanov, N. A. (1992). Ekspress-metod opredeleniya fiziko-khimicheskogo vzaimodeystviya burovogo rastvora i gornoj porody. Oil Industry, (6), pp. 17-18. (In Russian).
34. Evans, B., & Ali, S. (1997). Vybory solevykh rastvorov i reagentov dlya stabilizatsii glin s tsel'yu predotvrashcheniya povrezhdeniya plasta. Neftegazovye tekhnologii, (5), pp. 13-17. (In Russian).
35. Underdown, D. R., & Conway, M. W. (1992). Minimize Formation Damage by Rapid, Inexpensive Method of Completion- and Stimulation-Fluid Selection. SPE Production Engineering, 7(01), pp. 56-60. (In English). DOI: 10.2118/19432-PA
36. Nikitin, V. I., Nechaeva, O. A., & Kamaeva, E. A. (2020). Experimental procedure for determining a core sample saturation by a drilling fluid filtrate. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (10(334)), pp. 14-16. (In Russian).
37. Zhou, Z., Hazim, A., Li, X., Bearinger, D., & Frank, W. (2016). Mechanisms of imbibition during hydraulic fracturing in shale formations. Journal of Petroleum Science and Engineering, 141, pp. 125-132. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2016.01.021

Информация об авторе

Ахметзянов Ратмир Рифович, кандидат технических наук, заведующий лабораторией, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень, tonip-ext@surgutneftgas.ru

Information about the author

Ratmir R. Akhmetzyanov, Candidate of Engineering, Head of the Laboratory, Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Surgutneftgas PJSC, Tyumen, tonip-ext@surgutneftgas.ru

Статья поступила в редакцию 28.06.2023; одобрена после рецензирования 06.07.2023; принята к публикации 10.07.2023.

The article was submitted 28.06.2023; approved after reviewing 06.07.2023; accepted for publication 10.07.2023.