



УДК 622.276.7

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА С ПРИМЕНЕНИЕМ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

### MODELING OF THE PROCESS OF LIMITING WATER INFLOW USING GROUTING SOLUTIONS

**Демидова Полина Игоревна**аспирант,  
Самарский государственный технический университет  
demidovapolina7@gmail.com**Липатов Александр Владимирович**кандидат технических наук,  
Самарский государственный технический университет  
Lipatovalexander@mail.ru

**Аннотация.** В настоящей статье описана основная проблема месторождений, находящихся на поздней стадии разработки – обводнение продукции скважины. Мероприятия по ограничению притока сводятся к улучшению качества цементирования эксплуатационных колонн при строительстве скважин (первичное крепление). Для этих целей возможно применение моделирования процесса цементирования скважины с целью создания качественной изоляции зоны.

**Ключевые слова:** водоприток моделирование, тампонажный раствор, зональная изоляция, первичное цементирование.

**Demidova Polina Igorevna**Postgraduate student of the Department  
Drilling of oil and gas wells,  
Samara state technical university  
demidovapolina7@gmail.com**Lipatov Alexander Vladimirovich**Doctor of Science of the Department  
Drilling of oil and gas wells,  
Samara state technical university  
Lipatovalexander@mail.ru

**Annotation.** This article describes the main problem of deposits at a late stage of development – watering of well production. Measures to limit the inflow are reduced to improving the quality of cementing of production columns during the construction of wells (primary fastening). For these purposes, it is possible to use modeling of the well cementing process in order to create high-quality insulation of the zone.

**Keywords:** Waterflow, modeling, grouting solution, zonal insulation, primary cementing

**Р**ост обводненности добываемой продукции является одной из причин, способствующих выходу скважин из действующего фонда.

Присутствие воды в добываемой продукции обуславливает дополнительные расходы на переработку нефти. Это обуславливает актуальность разработки методов для ограничения водопритока.

Достижение высоких показателей технического состояния крепи в изменяющихся на различных стадиях разработки месторождений геолого-физических и гидродинамических условиях до настоящего времени представляется одной из наиболее сложных промысловых задач.

Если разрез скважины в зонах, прилегающих и формирующих продуктивный интервал, представлен трещиноватыми породами, то смежные обводненные и нефтеносные пласты могут сообщаться через трещины, проходящие через них. В нетрещиноватых породах развитие подобных разломов может быть вызвано использованием кумулятивной перфорации при вскрытии продуктивных коллекторов.

В данной статье рассмотрены мероприятия по ограничению притока вод второго вида, которые сводятся к улучшению качества цементирования эксплуатационных колонн при строительстве скважин (первичное крепление).

Проведенные исследования доказали, что при длительном воздействии катионов поливалентных металлов происходит вытеснение из решетки монтмориллонита натрия. Естественно, что при этом существенно изменяются и такие свойства глинистой корки, как проницаемость, набухаемость, которыми определяются гидроизоляционные свойства корки. Поэтому оценка времени осолонения глинистой корки, происходящего за счет фильтрации пластовой воды через глинистую корку, представляет практический интерес. Через этот промежуток времени нарушается герметичность контактной зоны «порода – глинистая корка – цементный камень» и начинается обводнение скважины.

Несмотря на крупномасштабность проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) их эффективность при креплении и эксплуатации скважин в ряде геолого-физических условий недостаточно высокая. Для повышения успешности проведения РИР необходимо создания материалов, не только восстанавливающих герметичность заколонного пространства, но и максимально снижающих проницаемость наиболее интенсивно обводнившегося пропластка для исключения поступления воды из него.

Полимеры на основе кислот акрилового ряда обладают комплексом свойств, отвечающих требованиям к перспективным водоизолирующим материалам. Наличие карбоксильных ионогенных групп обуславливает растворение полимеров в наиболее доступном растворителе – воде, взаимодействие с электролитами, содержащимися в пластовых водах, и образование при этом прочной тампонирующей полимерной массы. Сополимеры на основе акриловых кислот обладают преимуществом по сравнению с другими водоизолирующими реагентами, так как могут сочетать в себе как гидрофильные, так и гидрофобные



свойства. Причём, оптимальная совместимость этих свойств, соответствующая максимальной фазовой проницаемости по нефти и минимальной по воде, поддаётся регулированию.

Изучено взаимодействие гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) и сополимера метакриловой кислоты с её диэтиламмониевой солью (сополимер МАК-ДЭА) с ионами многовалентных металлов. Установлено, что при взаимодействии гипана с солями трёх- и двухзарядного железа в водных растворах происходит образование полимерметаллических комплексов, стойких относительно пресных и минерализованных вод.

В практике рассмотрено проведение ремонтно-изоляционных работ с использованием кремнийорганических соединений и синтетических смол.

Кремнийорганические жидкости обладают рядом преимуществ: хорошей фильтруемостью в пласт; низкой температурой замерзания; стойкостью получаемой тампонирующей массы к температуре и пластовым жидкостям.

Несмотря на большой ассортимент тампонирующих составов и многообразие технологий их применения, успешность работ по креплению скважин и ремонтно-изоляционным мероприятиям во многих случаях остается невысокой. Это обусловлено рядом факторов: сложностью приготовления и доставки тампонирующих составов в зону тампонирувания, перемешиванием и разбавлением водоизолирующих составов с химически активными пластовыми жидкостями; нестабильностью химических реагентов; короткими сроками хранения вследствие изменения химического состава; взаимодействием с материалами емкостей хранения, окружающей атмосферой, сезонными изменениями температуры; зависимостью сроков структурирования тампонирующих составов от перепада температуры окружающей среды на дневной поверхности и в недрах Земли и многим другим. Все это, в конечном итоге, приводит к понижению качества ремонтно-изоляционных работ, а в отдельных случаях чревато осложнениями РИР и возникновением аварийных ситуаций.

Еще одним аспектом, влияющим на качество водоизоляции является создание модели процесса цементирования скважины.

Существует связанная модель температуры и давления, основанная на кинетике гидратации во время цементирования, которая, учитывая сложные взаимодействия между температурой, давлением и реакцией гидратации цемента. Для выполнения связанных численных расчетов в ней используется дифференциальный метод, и результаты расчетов сравниваются с экспериментальными и полевыми данными для проверки точности модели. Когда рассматриваются взаимодействия между температурой, давлением и реакцией гидратации, точность расчета предлагаемой модели находится в пределах 5,6 %, что в пределах допустимой погрешности. Была проведена серия численного моделирования, чтобы выяснить характер изменения температуры, давления и степени гидратации во время отверждения цемента. Результаты исследований показывают, что температура цемента резко возрастает в результате высокой температуры гидратации цемента. С развитием прочности цементного геля поровое давление цементного раствора постепенно снижается до уровня даже ниже пластового давления, вызывая образование газовых каналов; переходная температура и давление влияют на скорость реакции гидратации цемента, поэтому цементный раствор в более глубокой части ствола скважины имеет более высокую скорость гидратации в результате высокой температуры и давления.

Течение тампонажного раствора в пласте рассматривается однофазным. Наиболее часто для моделирования используются методы молекулярной динамики (МДС) и аналитические модели, которые помогают зафиксировать, как молекулы перемещаются в порах пласта.

При построении модели, стоит учитывать, что возможно применение добавок к обычному цементу, которые могут изменять механические, физические и химические свойства цементных пробков в конкретных условиях скважины.

### Список литературы:

1. Experimental investigation for the dynamic adsorption behaviors of gel system with long slim sand-pack: Implications for enhancing oil recovery / Wei Jianguang [et al.] // Energy Reports. – 2022. – V. 8. – P. 9270-9278. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.07.057>
2. Shobhit Misra, Michael Nikolaou. A data-driven modeling approach to zonal isolation of cemented gas wells // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 59. – P. 262–273. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.08.028>
3. Eissa Khodami, Ahmad Ramezanzadeh, Mehdi Noroozi. Numerical modeling of oil well integrity with a particular view to cement (case study: Maroon Oilfield in southwest of Iran) // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 196. – P. 107991. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107991>
4. A coupled model of temperature and pressure based on hydration kinetics during well cementing in deep water / WANG Xuerui [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2020. – V. 47. – Is. 4. – P. 867–876. – URL : [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60102-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60102-1)
5. Кадыров Р.Р. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах с использованием полимерных материалов / Акад. наук Республика Татарстан. – Казань : изд-во «ФЭН», 2007. – 424 с.



6. Кадыров Р.Р. Технологические принципы применения тампонажных материалов при ремонтно-изоляционных работах // «Нефтяное хозяйство». – 2007. – № 7 – С. 112–114.

7. Новый полимерный тампонажный материал для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / Р.Р. Кадыров [и др.] // Материалы III Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия». РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, – 2007. – С. 111–113.

#### List of references:

1. Experimental investigation for the dynamic adsorption behaviors of gel system with long slim sand-pack: Implications for enhancing oil recovery / Wei Jianguang [et al.] // Energy Reports. – 2022. – V. 8. – P. 9270-9278. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.07.057>

2. Shobhit Misra, Michael Nikolaou. A data-driven modeling approach to zonal isolation of cemented gas wells // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 59. – P. 262–273. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.08.028>

3. Eissa Khodami, Ahmad Ramezanzadeh, Mehdi Noroozi. Numerical modeling of oil well integrity with a particular view to cement (case study: Maroon Oilfield in southwest of Iran) // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 196. – P. 107991. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107991>

4. A coupled model of temperature and pressure based on hydration kinetics during well cementing in deep water / WANG Xuerui [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2020. – V. 47. – Is. 4. – P. 867–876. – URL : [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60102-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60102-1)

5. Kadyrov R.R. Repair-isolation works in wells using polymeric materials / Acad. of Sciences of Republic of Tatarstan. – Kazan : publishing house FEN, 2007. – 424 p.

6. Kadyrov R.R. Technological Principles of Plugging Materials Application for Repair and Insulation Works // «Oil Economy». – 2007. – № 7 – P. 112–114.

7. New polymeric plugging material for repair–isolation works in the wells / R.R. Kadyrov [et al.] // Materials of the III All-Russian Scientific and Practical Conference «Oilfield chemistry». Gubkin Russian State University of Oil and Gas, – 2007. – P. 111–113.