

**СПОСОБ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ПОДОШВЕННЫХ ВОД
В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ**

**A METHOD OF LIMITING THE INFLOW OF BOTTOM
WATER IN OIL WELLS**

**Д. С. Леонтьев, И. И. Клещенко, А. К. Ягафаров, А. В. Кустышев,
Н. А. Сипина, Д. В. Жапарова**

**D. S. Leontiev, I. I. Kleshchenko, A. K. Yagafarov, A. V. Kustyshev, N. A. Sipina,
D. V. Japarova**

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: обводненность; подошвенная вода; конус воды; водоизоляционные работы
Key words: watering; bottom water; water cone; waterproofing works*

Большое количество залежей нефтяных месторождений Западной Сибири частично или полностью подстилаются подошвенными водами, оконтуриваются краевыми водами, или имеет место и то и другое. Даже в процессе освоения скважин, опытно-промышленных работ и особенно при эксплуатации в результате активного продвижения границы раздела в продукции скважин появляется пластовая вода — в итоге залежи могут оказаться водоплавающими.

Определенную роль в ограничении водопритоков и увеличении добычи нефти имеет селективная изоляция обводнившихся интервалов, изоляция тампонирующими и потококорректирующими составами, а также установка радиальных непроницаемых жестких или подвижных водоизоляционных экранов.

Как показывают промышленные испытания и анализы разработки месторождений с подошвенной водой конусообразование является в ряде случаев основной

причиной обводнения скважин, пробуренных в литологически однородных пластах. Преждевременное обводнение скважин, незнание закономерностей и причин обводнения залежей подошвенными водами ведет к захоронению большой доли промышленных запасов нефти и, таким образом, к снижению нефтеотдачи пласта, увеличению сроков разработки и в конечном счете к большим материальным затратам на извлечение нефти из пласта. Поэтому тщательное изучение процессов продвижения подошвенных вод, сложного явления деформации поверхности раздела фаз в пористой среде (конусообразование), особенностей и закономерностей обводнения пластов и скважин, совместного притока жидкостей к забою скважины, а также природных факторов, способствующих увеличению безводного периода эксплуатации и улучшению технологических условий разработки залежей с целью наибольшего извлечения нефти из пласта, является одной из основных задач увеличения нефтеотдачи на современном этапе [1].

С целью предотвращения конусообразования, особенно при эксплуатации однородных коллекторов, между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта устанавливаются водонепроницаемые экраны. Установка искусственных непроницаемых экранов, как правило, не дает существенного эффекта, так как не удается создать экран большой протяженности по радиусу от оси скважины. К тому же при водонапорном режиме, когда напор подошвенных вод является основным источником энергии при вытеснении нефти, стационарное положение экрана ограничивает его (режим) энергетические возможности созданием больших гидравлических сопротивлений.

В настоящее время существует множество способов проведения водоизоляционных работ, имеющих те или иные достоинства и недостатки.

Опыт применения различных методов ограничения и изоляции притока пластовых вод в нефтяных скважинах с помощью мономерных, олигомерных и полимерных материалов неорганической, органической и элементоорганической природы в нашей стране и за рубежом свидетельствует о том, что наиболее предпочтительно для этих целей использование селективных водоизолирующих материалов элементоорганической природы [1, 2].

К селективным относятся методы, обеспечивающие избирательное снижение проницаемости водонасыщенной части пласта при закачке изолирующих реагентов по всей его толщине. Селективность изоляционных работ основывается на свойствах изолирующего материала, поэтому термин «селективный» распространяют и на материал.

Селективный метод (материал) не может обладать абсолютной избирательностью. Селективностью метода является его способность избирательно снижать продуктивность обводненных интервалов в большей степени, чем нефтенасыщенных. Чем больше степень снижения продуктивности притока пластовых вод, тем выше селективность метода. Наряду со снижением продуктивности обводненных интервалов в результате изоляционных работ возможно повышение проницаемости нефтенасыщенных интервалов пластов. Такие результаты могут быть получены, например, при использовании гидрофобизирующих поровое пространство коллектора реагентов.

Нами предлагается эффективный способ изоляции притока пластовых вод, заключающийся в увеличении радиуса и площади водоизоляционного экрана и отсрочки времени обводнения скважины.

Разработанный способ изоляции притока подошвенных вод в скважинах, обводняемых подтягиваемым к продуктивному пласту водяным конусом, включает проведение следующих операций:

- бурение основного ствола в обводнившуюся часть продуктивного пласта радиальных отверстий по радиусу;

- закачивание в эти отверстия водоизоляционной композиции с созданием водоизоляционного экрана по радиусу;
- оставление скважины под давлением на реагирование водоизоляционной композиции;
- вызов притока и освоение скважины.

Способ водоизоляции на скважине осуществляется следующим образом [3].

Скважину, обводняемую подтягиваемым к забою 1 водяным конусом 2, в которой уровень 3 жидкости перекрыл верхние отверстия интервала перфорации 4 и нижнюю часть лифтовой колонны 5 останавливают (рисунок А).

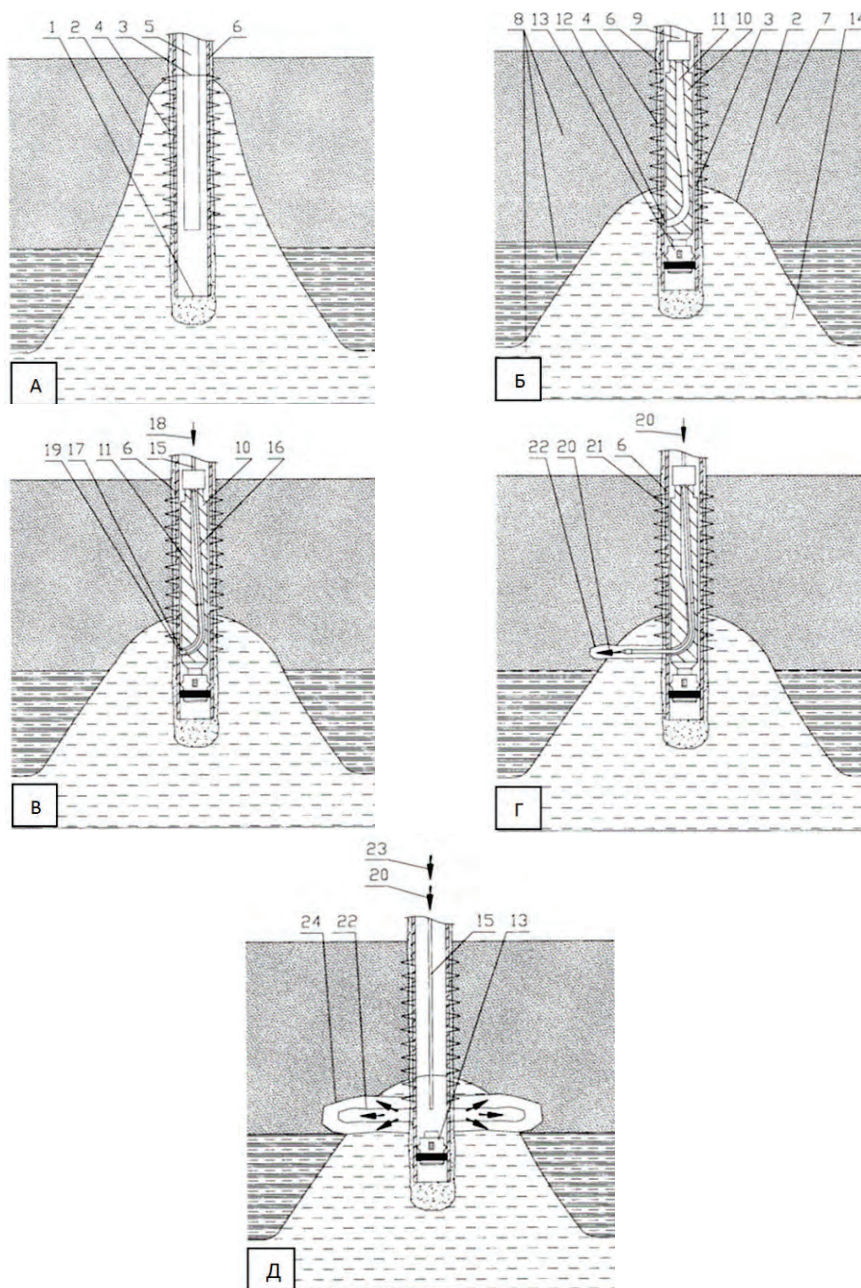


Рисунок. Схема реализации способа изоляции притока подошвенных вод

Прекращение добычи нефти из скважины стабилизирует приток пластовой воды к забою 1 и даже снижает уровень жидкости 3, находящейся в эксплуатационной колонне 6 основного ствола скважины за счет возвращения части пластовой воды через перфорационные отверстия интервала перфорации 4 в обводнившуюся часть 7 (рисунок Б) продуктивного пласта 8 за пределами скважины.

При стабилизации уровня жидкости в скважине из эксплуатационной колонны 6 основного ствола извлекают лифтовую колонну 5. Вместо нее на колонне бурильных труб (БТ) 9 спускают направляющую компоновку 10 со сквозным каналом 11 и выходным отверстием 12 в комплекте с якорно-пакерующим устройством 13. Якорно-пакерующее устройство 13 позволяет установить, закрепить и загерметизировать направляющую компоновку 10 в эксплуатационной колонне 6, а направляющая компоновка 10 обеспечивает ориентацию спускаемого оборудования в одном из направлений продуктивного пласта 8. Спуск направляющей компоновки 10 осуществляют в обводнившуюся часть 14 продуктивного пласта 8 ниже существующего интервала перфорации 4 или ниже стабилизирующегося уровня 3 пластовых вод.

После этого из скважины извлекают колонну бурильных труб 9 с оставлением в эксплуатационной колонне 6 направляющей компоновки 10. В направляющую компоновку 10 спускают на гибкой трубе (ГТ) 15 посредством переводного рукава высокого давления 16 гидромониторную насадку 17 до выходного отверстия 12 сквозного отверстия 11 направляющей компоновки 10 (рисунок В). Струями песчано-жидкостной смеси (ПЖС) 18, состоящей из песка и раствора на углеводородной основе (РУО), например нефти, прорезают в стенке эксплуатационной колонны 6 отверстие 19.

После прорезания в стенке эксплуатационной колонны 6 отверстия 19 ПЖС 18 заменяют на РУО 20, струями РУО 20 под высоким давлением размывают цементный камень 21 за эксплуатационной колонной 6 и последующим перемещением гидромониторной насадки 17 в радиальном направлении размывают горную породу продуктивного пласта 8 с образованием радиального ответвления 22 (рисунок Г).

После образования первого радиального ответвления 22 из скважины извлекают ГТ 15 с рукавом высокого давления 16 и гидромониторной насадкой 17, проводят поворот направляющей компоновки 10 в той же плоскости на 45 градусов и проводят аналогичные операции по проводке следующего радиального ответвления, далее аналогичные операции по проводке последующих радиальных ответвлений проводят после поворота направляющей компоновки на следующие 45 градусов. Оптимальным количеством радиальных ответвлений считается восемь, что обеспечивает практически полный охват прискважинной зоны пласта, хотя в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны 6 и длины радиальных ответвлений 22 их может быть и больше.

После проводки всех запланированных радиальных ответвлений 22 через них осуществляют закачивание первоначально РУО 20, а затем — водоизоляционной композиции (ВИК) 23 с созданием водоизоляционного экрана 24 по радиусу, обеспечивающего пространственный и долговременный барьер на пути движения водяного конуса 2.

В качестве водоизоляционной композиции (гидрофобизирующей) 23 можно использовать ЭТС-40 (этилсиликат) — кремнийорганическое соединение, содержащее каталитические добавки органохлорсиланов: тетраэтоксисилана и соляной кислоты (НСl). При гидролизе этилсиликата образуется гель, и продукт гидролиза закупоривает породу. Состав обладает высокой водоизолирующей способностью и избирательным воздействием на пласты [1, 2].

В качестве водоизоляционной композиции (ВИК) 23 можно использовать также и ГКЖ — продукт гидролиза органотрихлорсиланов с последующим растворением продуктов гидролиза в водном или водоспиртовом растворе щелочи (едкого натрия) [1, 2].

Данные составы могут использоваться в широком интервале пластовых температур от 0 до 200 °С независимо от степени минерализации пластовых вод.

Для изоляции притока пластовых вод широкое применение находит водоизолирующий реагент, имеющий наименование АКОР. Он создан на основе малотоксичных, не содержащих хлора отходов производства алкоксисиланов и алкоксисилоксанов, состоящих из алкоксидержащего кремнийорганического соединения и кристаллогидратов солей металлов IV–VIII групп. В качестве кремнийорганических соединений применяется смесь этил-бутилэфиров ортокремниевой кислоты, а также смола этилсиликата. Кристаллогидраты выполняют функцию поставщика воды, необходимой для образования связей Si — OR, и катализируют поликонденсационные процессы образования «сшитого» неплавкого и нерастворимого тела, а также расширяют температурный интервал применяемого состава и обеспечивают его отверждение в полном объеме. Время отверждения можно регулировать в широком интервале температур в зависимости от концентрации исходных компонентов и химической природы кристаллогидратов. Например, АКОР-1 состоит из 75–85 % смолки этилсиликата (ТУ 6-02-59-81) и 15–25 %, 67 % раствора FeCl₃ в ацетоне. Плотность при + 250 °С составляет 1 070–1 080 кг/м³, условная вязкость — 20–21 по СПВ-5 [1, 2].

После завершения водоизоляционных работ скважину оставляют на период реагирования закаченных составов под давлением с последующим вызовом притока через существующий интервал перфорации. При необходимости интенсификации притока возможно проведение повторной перфорации или работ по кислотной обработке и др.

Предлагаемый способ изоляции притока пластовых вод в нефтяных скважинах позволяет увеличить радиус и площадь водоизоляционного экрана при сохранении нефтенасыщенной толщины пласта и увеличить безводный период эксплуатации скважины, отсрочив ее обводнение.

Список литературы

1. Клещенко И. И. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин: монография / И. И. Клещенко, А. В. Григорьев, А. П. Телков. – М.: Недра, 1998. – 267 с.
2. Клещенко И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 340 с.
3. Пат. 2580532 Российская Федерация, E21B, 33/13, E21B 7/06. Способ изоляции притока пластовых вод в скважине / Кустышев А. В., Паникаровский Е. В., Кустышев Д. А., Леонтьев Д. С.; заявитель и патентообладатель Тюменский государственный нефтегазовый университет – № 2014136152/03; заявл. 04.09.2-14; опубл. 27.03.2016, Бюл. № 9.

Сведения об авторах

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, аспирант, ассистент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Клещенко Иван Иванович, д. г.-м. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Ягафаров Алик Каюмович, д. г.-м. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989

Кустышев Александр Васильевич, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: kustishev@tngg.info

Сипина Наталья Алексеевна, студентка, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)463788

Жапарова Дарья Владимировна, аспирантка, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leonfob@mail.ru

Information about the authors

Leontiev D. S., PhD student, assistant of Oil and Gas Wells Drilling Department, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Kleshchenko I. I., Doctor of Geology, professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Yagafarov A. K., Doctor of Geology and Mineralogy Science, professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989

Kustyshev A. V., Doctor of Engineering, professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989, e-mail: kustishev@tngg.info

Sipina N. A., student, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)463788

Japarova D. V., PhD student, Industrial University of Tyumen, e-mail: leonfob@mail.ru