

ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Ф.А. Гасанов, Е.М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нежелательная добыча воды является серьезной проблемой в нефте- и газодобывающих скважинах. Проблемы возникают, когда добыча воды превышает экономический уровень (соотношение воды/нефти), при этом добыча нефти практически нерентабельна [1]. Добываемую воду разделяют на 2 типа. К первому типу относят воду, которая поступает из нагнетательных скважин или из активных водоносных горизонтов, вносящих свой вклад в вытеснение нефти из пласта. Ко второму типу относят воду, поступающую в скважину и добываемую без нефти или с нефтью в объеме, недостаточном для покрытия расходов, связанных с ее утилизацией. Причины появления воды второго типа в каждой отдельной скважине могут быть разнообразны. В таблице показана упрощенная классификация типов проблем, хотя на практике возможно большее число их комбинаций [2].

Таблица

Классификация типов проблем избыточных водопритоков

Проблемы	Причины	Пути решения для скважин	
		Вертикальных	Горизонтальных
1. Негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера	-старение фонда скважин -технологические причины -коррозия	-применение изолирующих жидкостей и использование пробок, цементных мостов и пакеров -применение пластырей	
2. Заколонные перетоки	-низкое качество цементного камня -пустоты в заколонном пространстве	-применение изолирующих тампонажных жидкостей	
3. Движение водонефтяного контакта (ВНК)	-очень низкая вертикальная проницаемость	-заглушка нижних отверстий перфорации с использованием механических систем	-зарезка второго горизонтального ствола
4. Обводненный пропласток без внутрипластовых перетоков	-наличие высокопроницаемого пропластка, ограниченного сверху и снизу водоупорами	-применения неупругих изолирующих жидкостей или механических изоляторов	-данная проблема не затрагивает горизонтальные скважины, вскрывающий лишь один продуктивный пласт
5. Трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами	-наличие трещиноватых или трещиновато-пористых пластов, разветвленных систем трещин	-закачка гелей -водоизоляция (является наилучшим решением данной проблемы)	

Обычно такая проблема характерна для нефти и газодобывающих месторождений на поздней стадии разработки, что приводит, к потере производительности, увеличению себестоимости нефти, увеличению обводненности скважиной продукций. Одним из способов решений этой проблемы является проведение водоизоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах с помощью закачки химических реагентов, способных фильтроваться в пористую среду и тампонировать пути поступления нежелательной воды в скважину [2].

Для проведения водоизоляционных работ (ВИР) в скважине применяется множество химических реагентов, но окончательный выбор зависит от причины обводнения и места, откуда поступает вода, а также от петрофизических особенностей продуктивного пласта. Однако в полевых испытаниях большинство водоизолирующих материалов были признаны неэффективными.

Необходимый результат во время проведения ВИР с использованием химических реагентов:

- закачиваемые материалы должны целиком заполнить каналы поступления воды;
- материалы обязаны создать водоизолирующий барьер, который при последующей эксплуатации скважины обеспечит достаточное сопротивление без разрушения при действующей депрессии;
- при проведении водоизоляционных работ не будут снижены фильтрационные свойства нефтенасыщенной части пласта;
- при этом применяемые химические материалы и растворы должны:
- быть химически инертными по отношению к горным породам и металлу труб;
- обладать низкой ценной и недефицитностью;
- гарантировать не только высокую эффективность водоизоляционных работ, но и безопасность рабочих при работе;
- соответствовать существующим экологическим требованиям;
- иметь вязкость, оптимальную для проникновения в низко-проницаемые породы;
- быть пригодными для использования в любое время года и простыми в применении.

Для изучения были выбраны два гелеобразующих химических вещества, используемых в нефтяной промышленности для ограничения воды, а именно мономерные соединения, полиакриламиды и биополимера.

Мономер (Акриламид, стиролдифенилметан, полиамиды из серий 6 и 6.6, клеи и пропитывающие смолы) может легко проникать в поры пласта из-за его низкого предела текучести. Выяснилось, что общее поведение

водоизолирующего барьера, созданным мономером очень похоже на поведение полиакриламида, но с более низким давлением сдерживания. Однако они являются прекрасными кандидатами для использования в качестве пластовых гелей, поскольку они проникают глубоко в пласт, блокируя пути проникновения воды.

Эффективными сшивателями для полиакриламидом (РНРА) являются ионы трехвалентных металлов, такие как алюминий (Al^{+3}) и хром (Cr^{+3}). Эти сшивающие агенты могут быть в форме простых неорганических ионов в растворе или в растворимых химических комплексах [3].

Ценность биополимеров определяется, прежде всего, их способностью в малых концентрациях резко менять реологические свойства водных систем – повышать вязкость, образовывать гели. По сравнению с традиционно применяемыми в добыче нефти водорастворимыми синтетическими полимерами, в частности, полиакриламидом, биополимеры обладают рядом существенных преимуществ в т.ч. такими, которые позволяют применять их в очень жестких условиях, где использование синтетических полимеров неэффективно.

Также нужно учитывать, что большинство химических реагентов используются не в чистом виде, а методом комбинирования разнообразных композиций.

Для успешного и качественного проведения мероприятия с внедрением гелеобразующих составов предлагается самоселективная технология перекрытия воды в добывающих скважинах [4]. Технология основана на последовательном трехступенчатом химическом применении.

Первый этап заключается в защите нефтеносных пластов с помощью микроволокнистых частиц, который представляет собой вязкий раствор для создания непроницаемого фильтрационной корки в зонах с низкой проницаемостью для нефтеносных пластов, но сохраняет трещины открытыми для проникновения полимерного геля. Требуемые свойства жидкости: размер частиц волокнистых материалов тщательно подбирается так, чтобы он был достаточно маленьким и свободно проникал сквозь трещины, но достаточно большим, чтобы образовывал наружную фильтрационную корку. Второй этап основан на закачке гелеобразующего материала, который вводится непосредственно после первого этапа, под давлением меньшим, чем давления разрыва пласта. Гель будет проникать, и тампонирует только трещины, так как низкопроницаемые породы уже защищены непроницаемым фильтрующим слоем первой жидкости. И наконец, на последнем этапе, после затвердения геля, необходимо удалить из ствола скважины формирующие фильтры и гелеобразующие полимеры, чтобы возобновить приток нефти и производительность скважины. Все мероприятия сопровождаются высоким давлением и температурой [4].

Таким образом, применение технологий ограничений водопритокков с использованием водоизолирующих материалов существенно снижает пути поступления нежелательной воды в добывающую скважину, тем самым обводненность добываемой продукции падает, а расходы на переработку и утилизацию добываемой воды уменьшаются.

Литература

1. M. Rabiei R. Gupta. Intelligent knowledge management for identifying excess water production in oil wells // Petroleum and Mineral Resources. – Australia. 2012. –С. 175 – 182.
2. B. N. Koilybayev, A. S. Strekov, K. T. Bissembayeva, P. Z. Mammadov, D. A. Akhmetov, O. G. Kirisenko. Decision-Making on Restriction of Water Inflows into Oil Wells in Dependence on the Type of Initial Information // 13-я Международная конференция по теории и применению нечетких систем и вычислений - ICAFS-2018. – 2018. – глава 113. – С. 859 – 864.
3. N. Saavedra, D. Mamorra. Water shutoff in horizontal wells using gel technology // C.T.F Cienc. Tecnol. Futuro vol.1 no.3. – Bucaramanga. 2000.
4. B.Ghosh, A.S.Bemani, Y.M.Wahaibi, H.Hadrami, Fathi H. Boukadi. Development of a novel chemical water shut-off method for fractured reservoirs: Laboratory development and verification through core flow experiments // Journal of Petroleum Science and Engineering. – October 2012. – С.176 – 184.