

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ИЗМЕНЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Никонова К.С.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Непрогнозируемое увеличение газового фактора может быть вестником таких неприятных явлений, как внутрислоевое разгазирование или прорыв газа из газовой шапки. В любом случае избыточное количество свободного газа на забое скважины при механизированном способе добычи является осложняющим фактором разработки месторождения. Прорыв газа из газонасыщенной части пласта, конусообразование в околоскважинном пространстве и внедрение нефти в газовую шапку основные из осложнений при эксплуатации сложнопостроенных месторождений, вызывающие резкий рост газового фактора. Под сложнопостроенными понимаются такие месторождения, где имеется совместное залегание в продуктивной части пласта нефти, газа, газового конденсата и воды, имеющие резко различающиеся физико-химические свойства. Наличие гидродинамической связи нефтяной части залежи с газовой или газоконденсатной приводит к деформации поверхности раздела двух фаз. Большой риск быстрого образования конуса газа имеют залежи с малой литологической неоднородностью по причине отсутствия или малой мощности естественного непроницаемого экрана (глинистой перемычки) на пути миграции газа из газовой части продуктивного пласта к забоям добывающих скважин. Неблагоприятным условием разработки двухфазных залежей является протяженная газонефтяная зона, так как радиус конуса газа напрямую зависит от площади контакта газовой и нефтяной части продуктивного пласта: чем больше контакт, тем большее распространение получает газовый конус. Обеспечение длительного периода времени оптимальной безгазовой добычи нефти является одним из целей разработки нефтегазоконденсатных, газонефтяных и нефтегазовых месторождений.

Проблема увеличения добычи «прорывного» газа отмечена на многих месторождения Западной Сибири. Ярким примером служит Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение, где основной причиной консервации скважин является высокое значение газового фактора. Стоит отметить, что застой отмечен в скважинах, пробуренных в литологически однородных пластах. Лянторское месторождение характеризуется малой нефтенасыщенной толщиной продуктивного горизонта, которая ограничена сверху газовой шапкой, а снизу подошвенной водой. Высота газовой шапки достигает до 56 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 7 м, особенностью месторождения является большая распространённость газонефтяного контакта из-за малых углов падения пласта на протяженном участке месторождения [1]. Малая литологическая неоднородность, т.е. отсутствие естественного непроницаемого экрана на границе раздела «газ-нефть», и большая площадь газонефтяного контакта стали благоприятными условиями для образования конуса газа.

Причиной конусообразования в начальный период времени разработки является отсутствие практической значимости анализа промысловых данных о геологическом строении месторождения. Высокий темп добычи нефти привел к деформации поверхности газонефтяного контакта, интенсивный отбор флюида сопровождался одновременной миграцией пластовой нефти в газовую шапку, что привело к увеличению объема остаточной нефти. Малая вертикальная анизотропия коллектора привела к быстрому формированию конуса газа. В результате произошел мгновенный рост газового фактора, что привело к консервации скважин из-за повышенной загазованности. Перечисленные особенности, связанные с прорывом газа, в условиях сложного геологического строения Лянторского месторождения актуализировали применение технологии изоляции газопритока для обеспечения безгазовой добычи нефти.

Обеспечивается это путем увеличения анизотропии пласта, т.е. путем создания искусственного изоляционного непроницаемого для газа экрана (рисунок 1). Механизм образования экрана осуществляется путем закачки изолирующего материала в загазованные интервалы пласта и закупоривание пор по которым происходит фильтрация газа. Непроницаемый экран создает преграждение на пути миграции газа в нефтенасыщенную толщу, а также изолирует от зоны дренирования загазованные интервалы продуктивного горизонта. Важно равномерно распределить газоизолирующую композицию для обеспечения полного охвата загазованной части продуктивного пласта образовавшейся оторочкой. В зависимости от обеспечения наиболее полного охвата изолирующим экраном загазованных интервалов и определения их местоположения и толщины в продуктивном горизонте будет зависеть успешность применения газоизоляционной технологии.

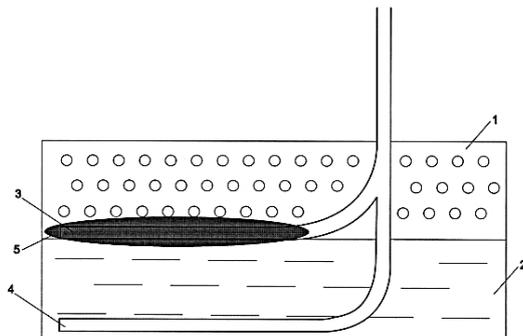


Рис. Схема установки газоизоляционного экрана: 1 - газовая часть пласта; 2 - нефтяная часть пласта; 3 - вспомогательный горизонтальный ствол; 4 - основной горизонтальный ствол; 5 - непроницаемый барьер

Главной задачей опытно-промышленных работ по изоляции газопритока является выбор газоизолирующего материала с учетом всех геолого-промысловых характеристик для каждого месторождения. Для успешности технологии изоляции газопритока стоит обеспечить совместимость изолирующегося материала с горной породой.

В практике известен способ изоляции и предупреждения конусообразования на уровне контакта жидкой и газовой фазы, основной идеей которого было поочередное закачивание в пласт сначала сжиженные углеводородные газы, а затем загущенную добавками от 0,01 до 0,50% нефтерастворимыми веществами (полутвёрдый полиэтилен) пластовую нефть. Недостатком метода является малое распространение искусственного экрана. Таким же недостатком обладает метод, где непроницаемый экран создается путем закупоривания пор пласта пластическими наполнителями малого диаметра.

Большой эффект производили ремонтно-изоляционные работы, где изолирующими материалами выступали вязкоупругие составы (ВУС) на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров. Данные составы применимы в пластовых условиях в широком диапазоне температур, где они вступают в реакцию гидролитической поликонденсации с образованием геля элементоорганических полимеров, которые селективно закупоривают поры горной породы. Данный изолирующий композит и был опробован на Лянторском месторождении, где положительный результат был достигнут на 45% загазованных скважин.

Опробования в процессе опытно-промышленного испытания прошли полифункциональные кремнийорганические соединения, водорастворимые тампонажные составы (ВТС-1, ВТС-2) на основе гликолевых эфиров кремнийорганических соединений, вязкоупругие и гелеобразующие составы (ВУС, ГОС) на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров, алкилсиликонаты натрия (ГКЖ-10, ГКЖ-11), цементная композиция [2]. Положительные результаты в 75% случаев показали себя композиции водорастворимого тампонажного состава (ВТС-1, ВТС-2) на основе гликолевых эфиров, 65% были достигнуты вязкоупругими составами (ВУС) [2].

Успешность данных составов объясняется их избирательным воздействием на загазованные участки продуктивного горизонта путем сдерживания молекул полимеров в пористой среде из-за образования вязкоупругой структуры, а также их большой адгезионной способности (достигалось сцепление закачиваемого агента с горной породой).

Процесс образования искусственного экрана осуществляется путем поочередного закачивания в скважины сначала пластовой воды объемом на порядок выше планируемого объема, закачиваемого водорастворимого тампонажного состава (от 2 до 8 м³), в данном случае происходит образование кристаллогидратов при контакте «газ-вода» и водонефтяной эмульсии на уровне раздела «газ-нефть» [2]. Испытания проводились на скважинах-кандидатах, простаивающих из-за высокого газового фактора, где добычи нефти была малорентабельна. Отдельные испытания показали провальные результаты, которые объясняются недостаточным объемом закачки изолирующего материала, вследствие чего непроницаемый экран создавался только в призабойной зоне и с малой толщиной отчего не полностью ликвидировал пути миграции прорывного газа. Средние показатели безгазовой добычи составляли в среднем около 20 дней, когда как газоизолирующий эффект от скважины к скважине варьировался от 7 дней до 3 месяцев.

Причиной довольно низких периодов безгазовой добычи является деструкция созданного экрана. Быстрое разрушение изоляционного экрана происходит из-за несоответствия изолирующего материала геологическим характеристикам и термобарическим условиям месторождения.

Таким образом, борьба с высокими значениями газового фактора в условиях сложного геологического строения месторождения требует комплексного подхода. Для предупреждения прорывов газа в добывающие нефтяные скважины актуальной задачей разработки является применение технологии изоляции газопритока. Создание искусственного экрана на границе раздела двух фаз обеспечит оптимальные условия эксплуатации месторождения. Для успешного создания и сохранения газоизолирующего экрана необходимо подобрать рецептуру изолирующего агента с учетом геологических и термобарических условий месторождения. В свою очередь также нужно иметь четкое представление о местоположении и толщине загазованных интервалов и знать геологическое строение залежи, положение и форму газонефтяного контакта, и площадь газонефтяной поверхности.

Литература

1. Сивков Ю. В., Краснов И. И., Самуйлова Л. В. и др. Изучение механизма прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтяную залежь Лянторского месторождения//Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9, – № 4. – С. – 32.
2. Изоляционные технологии ограничения газопритоков в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири / Л.А. Томская [и др.] // Вестник Северо-Восточного Федерального Университета им. М.К. Аммосова. – 2016. – Т.53, – №3. – С. 50 – 60.