

перфоотверстий создается сильное сопротивление потоку. Если отверстий недостаточно, то при высоких темпах закачки сопротивление потоку становится настолько большим, что появляется опасность образования пробки пропанта в приствольной зоне трещины.

Диаметр перфоотверстий также имеет большое влияние на качество производства гидравлического разрыва пласта. Для материалов пропанта, входящих в рамки 10-20 диаметр перфоотверстий для беспрепятственной закачки концентрации 1000 кг/м должен быть в 12 раз больше диаметра крупинок пропанта, а для пропанта 20-40 в тех же условиях - в 6 раз больше [2]. В противном случае возможна закупорка перфоотверстий пропантом.

С другой стороны, при малых диаметрах перфоотверстий и их ограниченном количестве, при прохождении геля через перфоотверстия его вязкость резко снижается из-за резкого увеличения скорости потока и появления турбулентности. Особенно это касается гелей на нефтяной основе.

Таким образом, не всегда можно говорить об эффективности технологии гидроразрыва. Все перечисленные моменты могут привести к остановке процесса гидроразрыва пласта и снизить или свести на нет его эффективность.

Литература

1. Билинчук Александр Васильевич. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти технологиями химического и гидродинамического воздействия на пласты: на примере месторождений ОАО «Славнефть-Мегийоннефтегаз»: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17. - Москва, 2006. - 144 с.: ил. РГБ ОД, 61 07-5/347
2. Саранча А.В. и др. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении / А.В. Саранча, В.В. Федоров, Д.А. Митрофанов, О.П. Зотова // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 2-12. – С. 2581-2584

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ САМОЗАДАВЛИВАНИЯ ДОБЫВАЮЩЕГО ФОНДА

В.Г. Зипир

Научный руководитель - доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

При эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей традиционными методами на истощение не используется система поддержания пластового давления. Транспортировка флюида от скважин до пункта сбора и подготовки продукции и далее по магистральному газопроводу на ранней стадии разработки месторождения, как правило, происходит за счет энергии пласта. Поэтому основным критерием рациональной разработки является постоянный мониторинг термобарического состояния залежи. При водонапорном режиме эксплуатации залежи темпы падения пластового давления ниже, однако, увеличивается риск раннего прорыва воды в добывающие скважины. На этапе проектирования разработки месторождения важно подобрать оптимальный режим эксплуатации скважин. От технологического режима и способа эксплуатации будут зависеть не только проектные показатели по добыче, но и технические характеристики конструкции скважин, тип внутрискважинного оборудования, а также количество скважин на кустовой площадке [1].

При выборе оптимального дебита газа необходимо руководствоваться минимально необходимым и максимально допустимым значением. Минимально необходимое значение определяется на основе трех критериев:

1. Скорость газового потока должна обеспечивать вынос механических примесей с забоя скважины. При работе скважины со скоростью газа ниже критического значения будет происходить накопление механических примесей на забое, что может привести к снижению продуктивности скважины, а также к аварии при проведении гидродинамических исследований;

2. Скорость газового потока должна обеспечивать вынос жидкой фазы (вода, конденсат) с забоя скважины. Скопление жидкости на забое создает дополнительные гидравлические и гидростатические потери по стволу скважины, в результате чего растут потери давления. При эксплуатации газовых скважин основным ограничением является давление в шлейфе, поэтому рост потерь давления по стволу может привести к снижению дебита и привести к самозадавлению скважины;

3. Температурный режим работы скважины должен обеспечивать безгидратную эксплуатацию. Особенно важно учитывать данный параметр на месторождениях, расположенных в зонах залегания многолетнемерзлых пород. Если охлаждение потока газа по стволу скважины приводит к образованию гидратных пробок, то необходимо выполнять расчет необходимого количества ингибитора для обеспечения безгидратной работы скважины.

Максимально допустимое значение дебита определяется на основе пяти критериев:

1. Работа скважины в пределах максимально допустимой депрессии на пласт. Превышение допустимого значения депрессии может привести к форсированному разрушению коллектора, в результате чего из-за выноса механических примесей возникнут проблемы эрозионного характера. Также, превышение допустимой депрессии может привести к преждевременному подтягиванию подстилающих вод, в результате чего могут возникнуть проблемы со скоплением жидкости на забое скважины;

2. Должен соблюдаться оптимальный режим разработки месторождения. Одной из основных целей разработки месторождения является получение максимальных коэффициентов извлечения газа и конденсата. Форсированный отбор газа приведет к росту темпа снижения пластового давления, в результате чего произойдет интенсивное выпадение конденсата в коллекторе. Повышенное насыщение пор конденсатом повлечет снижение продуктивности и дебита скважины;

3. Для предотвращения интенсивной эрозии насосно-компрессорных труб скорость течения газа не должна превышать критических значений;

4. Обеспечение оптимальных потерь давления по стволу скважины;

5. Необходимо учитывать пропускную способность системы сбора газа.

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений обычно характеризуется несколькими этапами. На начальном этапе вводится основной пул скважин, который обеспечивает выполнение плана по добыче. Далее идет постепенное разбуривание месторождения и ввод нового фонда. Важно отметить, что при фонтанной эксплуатации технологический режим работы скважин напрямую зависит от минимального давления входа на УКПП и как результат от давления в коллекторе системы сбора. Это является основополагающим фактором, который необходимо учитывать при планировании дебитов скважин и уровней добычи по месторождению. В результате весь фонд делится на скважины с высоким, средним и низким дебитом, который определяется следующими факторами:

- неравномерное распределение пластового давления ограничивает возможности скважины. В определенных случаях потенциал пласта позволяет на максимально допустимой депрессии получить высокий дебит. Однако давление в системе сбора ограничивает режим работы скважины;

- в зонах с более низким пластовым давлением происходит активное выпадение конденсата в поровом пространстве, что приводит к ярко выраженному двухфазному течению пластовой смеси. Увеличение насыщения пор конденсатом снижает фазовую проницаемость по газу и, как результат, продуктивность скважины;

- на потенциал скважины влияют свойства вскрытой зоны пласта, а также степень кольматации призабойной зоны пласта при бурении и освоении скважины.

Скопление жидкости на забое является основной проблемой эксплуатации скважин с низким дебитом. Это приводит к снижению буферного давления и дебита, вплоть до самозадавливания скважины накопившимся столбом жидкости. Существуют различные методики борьбы с описанной проблемой. Прежде всего необходимо определить тип жидкости, которая скапливается на забое. Это может быть выпадение конденсата или конденсация воды из газа, а также пластовая вода, либо раствор, который поглотил пласт при освоении скважины или мероприятий по гидроразрыву пласта. Далее рассмотрены основные методы борьбы со скоплением жидкости на забое:

- наиболее оперативным и простым способом борьбы со скоплением жидкости на забое является продувка скважины в атмосферу. При продувке увеличивается дебит и скорость течения газа в лифтовых трубах, что в определенных случаях позволяет удалить жидкую фазу с забоя скважины. Однако при увеличении дебита происходит снижение забойного давления и увеличивается депрессия на пласт. Для каждого пласта возможность применения данной методики необходимо рассматривать индивидуально, основываясь на свойствах коллектора, так как превышение максимально допустимой депрессии может интенсифицировать разрушение призабойной зоны пласта, а также подтягивание воды к стволу скважины. Методика продувки скважины в атмосферу, как правило, не обладает продолжительным эффектом. Как следствие, возникает необходимость проведения повторных работ на регулярной основе. В результате продувок скважин теряется добыча газа, что может привести к невыполнению плана, а также наносится значительный вред окружающей среде [2].

- важно подобрать оптимальный диаметр и глубину спуска насосно-компрессорных труб. Диаметр определяется исходя из потенциала скважины, который при запуске новой скважины в эксплуатацию можно спрогнозировать на основе соседних скважин или гидродинамической модели пласта. Диаметр лифтовой колонны должен обеспечивать необходимую скорость течения потока газа на забое для выноса жидкой фазы, а также оптимальные потери давления по стволу скважины. Особенно важно спрогнозировать технологический режим работы скважины при снижении пластового давления со временем. Для сокращения буферной зоны насосно-компрессорные трубы необходимо спускать на глубину верхних дыр перфорации. Для скважин с конструкцией, включающей хвостовик, спуск колонны рекомендуется производить ниже подвески хвостовика.

- для скважин с низким дебитом возможно применение телескопического лифта. Данный подход заключается в спуске насосно-компрессорных труб нескольких диаметров (обычно рассматривают два диаметра труб). Колонна меньшего диаметра позволяет увеличить скорость потока газа на забое скважины, что позволит инициировать вынос жидкой фазы. Однако в трубах меньшего типоразмера увеличиваются потери давления на трение. Расчет глубины спуска колонны большего и меньшего диаметра необходимо проводить в специализированных программных продуктах, учитывая режим течения многофазного потока при различных термобарических условиях. Расчет необходимо проводить исходя из оптимизации потерь давления на трение по стволу скважины и увеличения скорости течения газа при конкретных пластовых давлениях. Также, необходимо оценивать не только существующие пластовые условия, но и технологический режим работы скважины, который будет изменяться при падении пластового давления.

- в определенных случаях применяется спуск концентрических лифтовых колонн в скважину. Данный подход заключается в использовании лифтовых колонн труба в трубе. Для осуществления необходимо применение специализированной фонтанной арматуры. Колонна меньшего диаметра может быть представлена как стальными, так и гибкими насосно-компрессорными трубами. Добыча осуществляется одновременно через центральную лифтовую колонну и через кольцевое пространство между колонной меньшего и большего диаметра. Кольцевое пространство имеет большую площадь сечения и необходимо для транспортировки основного объема газа с невысокой скоростью. Колонна меньшего диаметра необходима для выноса жидкости с забоя скважины за счет более высоких скоростей течения газовой смеси. Поэтому внутреннюю колонну необходимо спускать до верхних дыр перфорации, либо заводить в хвостовик в скважинах с горизонтальным окончанием. В конкретных случаях эксплуатация скважины по внутренней колонне может проходить в периодическом режиме для продувки скважины в атмосферу. Подбор оптимального диаметра внутренней и наружной лифтовой колонны необходимо проводить в специализированном программном продукте, позволяющем учесть изменение термобарических условий по стволу

скважины, а также режим течения многофазной смеси. При риске образования гидратных пробок необходимо предусмотреть способ доставки ингибитора гидратообразования на забой скважины [3].

В результате проведенной работы рассмотрены основные проблемы, возникающие при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Подбор оптимального диаметра лифтовой колонны до запуска скважины в работу затруднен, в связи с низкой изученностью месторождения на ранней стадии разработки. Однако оценка возможных рисков и выполнение дополнительных расчетов с целью определения оптимальной компоновки для эксплуатации скважины является ключевым и неизбежным этапом. Некорректно запланированные лифтовые колонны вызовут необходимость повторного глушения скважины, что может привести к поглощениям, снижению продуктивности скважины и долговременному освоению. Поэтому при подборе лифтовых колонн необходимо рассматривать не только существующие термобарические условия, но и оценивать работу скважин при снижении пластового давления в процессе эксплуатации месторождения.

Литература

1. Ермилов О.М., Алиев З.С., Ремизов В.В. Эксплуатация газовых скважин. – М.: Наука, 1995.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1998.
3. Рассохин Г.В., Леонтьев И.А. Контроль за разработкой газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1979.

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА РАЗДЕЛЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

М.С. Зырянов, Е.В. Фомичев

Научный руководитель - старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе разработки нефтяных месторождений на поздней стадии возникают осложнения, связанные с образованием и разделением водонефтяных эмульсий при сборе и подготовке продукции скважин. Важнейшей задачей является выявление наиболее оптимальных способов и методов разделения водонефтяных эмульсий, которые будут действенны и будут применяться на производстве как альтернативное решение по сравнению с другими менее эффективными методами (обессоливание, обезвоживание). Использование установок с постоянными магнитами является верным решением таких проблем как: ликвидация АСПО и солей на стенках оборудования, уменьшение коррозионной активности у жидкостей и флюидов, также магнитное поле позволяет интенсифицировать процессы обессоливания и обезвоживания. Снижение скорости коррозии происходит пропорционально увеличению напряженности магнитного поля. Также образование эмульсий снижает межремонтный период работы скважин из-за пробоев электрической части УЭЦН вследствие перегрузок ПЭД [8]. Магнитное поле влияет на вязкость и дисперсность эмульсий. Опытным путем доказано, что воздействие постоянного магнитного поля приводит к расслоению бронирующих оболочек нефти и при добавлении деэмульгатора скорость деэмульсации увеличивается в несколько раз.

Основной идеей является внедрение магнитной обработки водонефтяных эмульсий в производство, основываясь на опытных данных и оптимальных методах деэмульсации в сравнении с другими менее эффективными традиционными методами (обессоливание, обезвоживание), которые требуют специального оборудования и его обслуживания в процессе работы.

Исследования проводились на образцах эмульсии нефти Арчинского месторождения, для разделения которой в компании используется метод термохимического обезвоживания. Нефть является парафинистая, высокосмолистая, содержащая асфальтены (содержание парафинов 6,3%, смол –17,3 и асфальтенов – 2,9), плотность образца пробы составила 968,3 кг/м³ (измерения проводились на вибрационном измерителе плотности ВИП-2М). Обводненность в пробе была определена по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» по методу Дина и Старка и составила 36,8%. Для отделения воды от нефти в компании используется деэмульгатор «Интекс-1018» с рекомендуемой дозировкой 50 г/т. С целью снижения потребления деэмульгатора и увеличения скорости разделения эмульсии был изучен и применен комбинированный метод взаимодействия постоянного магнитного поля и упомянутый деэмульгатор.

Под действием постоянного магнитного поля с деэмульгатором «Интекс – 1018» на водонефтяную дисперсную систему происходит расслоение эмульсии, содержащей смолы, асфальтены, соединения железа, солей и высокомолекулярных парафинов, являющиеся стабилизаторами и активными компонентами оболочек агрегативностойких эмульсий. Общая эффективность отделения частиц из потока примерно 85-90%.

Были исследованы образцы проб с рекомендуемой компанией Воздействию магнитного поля образцы объемом 150 мл подвергались в течение 20с.

Сотрудниками лаборатории Отделения экспериментальной физики НИ ТПУ методом рентгеновской дифрактометрии было определено, что используемые магниты относятся к группе самарий-кобальтовых. Исходя из этих данных, мы можем утверждать, что такие магниты обладают антикоррозийными свойствами и устойчивы к перепаду температур. Направление намагничивания – от большей по площади стороне к противоположной. Выявлено наиболее оптимальное расположение магнитов согласно линиям индукции магнитного поля вида N-S – S-N.