

ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ

Авляярова Наргиза Махмудовна

*доцент, Каршинский государственный технический университет, Узбекистан,
Кашкадарьинская область, г. Карши*

Аннотация. *В последнее время увеличилось число месторождений, вступивших в последнюю завершающую стадию разработки, что требует особого подхода к условиям эксплуатации. В статье анализируются проблемы эксплуатации газовых месторождений на поздних стадиях разработки. Вынос песка из пласта в ствол значительно интенсифицируется на поздней стадии разработки месторождения, когда вода сначала вымывает связующие глинистые частицы, а затем выносит песок. Для борьбы с выносом песка необходимо подавить действие расклинивающего давления смачивающей воды, а также использовать вещества, улучшающие адгезию частиц песка друг к другу.*

Ключевые слова. *Газ, газоконденсат, пласт, скважина, самодавливание, песчаная пробка, кольтюбинговая установка, механические методы, химические методы, комбинированные методы, противопесочные фильтры.*

Annotation. *Recently, the number of fields entering the final stages of development has increased, requiring a special approach to operating conditions. This article analyzes the challenges of operating gas fields in the late stages of development. Sand production from the formation into the wellbore intensifies significantly in the late stages of field development, when water first washes away the binding clay particles and then carries away the sand. To combat sand production, it is necessary to suppress the wedging pressure of the wetting water and use substances that improve the adhesion of sand particles to each other.*

Keywords. *Gas, gas condensate, reservoir, well, self-compression, sand plug, coiled tubing unit, mechanical methods, chemical methods, combined methods, sand filters.*

В последнее время увеличилось число месторождений, вступивших в последнюю завершающую стадию разработки, что требует особого подхода к условиям эксплуатации.

В настоящее время большинство месторождений Бухара-Хивинского региона нефтегазоносности вступают в завершающий этап разработки. Данный этап сопровождается множеством проблем, возникающих как при эксплуатации систем внутрипромыслового сбора газа, так и при дальнейшей его транспортировке конечным потребителям. Для добычи газа из крупнейших газовых месторождений, таких как Шуртан, Уртабулак, Кокдумалак, с начала их разработки применяются скважины, оборудованные лифтовыми колоннами из труб больших диаметров. Это было обусловлено уникальными свойствами продуктивного пласта, что позволяло эксплуатировать скважины с дебитом газа более 1 млн м³/сут. В настоящее время из этих месторождений отобраны основные запасы газа, в результате чего существенно

уменьшились давления в продуктивном пласте. Наблюдается подъем газо-водяного контакта и обводнение призабойной зоны добывающих скважин конденсационной и пластовой водой. Слабосцементированные пласты увлажняются, и песок с газом начинает поступать в скважину. Вынос песка из пласта в ствол значительно интенсифицируется на поздней стадии разработки месторождения, когда вода сначала вымывает связующие глинистые частицы, а затем выносит песок.

Было сделано множество попыток точно объяснить взаимосвязь между прорывом воды и разрушением пласта. Одно из объяснений заключается в том, что обводнение продуктивных пластов вызывает падение капиллярного давления из-за повышенного насыщения смачивающей фазой. Поскольку капиллярное давление удерживает зерна песчаника вместе, прорыв воды способствует выносу песка. По сути, низкая водонасыщенность пласта соответствует высокому капиллярному давлению, высокая водонасыщенность – низкому капиллярному давлению.

Другая теория говорит о том, что при прорыве воды через пласт происходит снижение относительной газопроницаемости. Для поддержания уровня добычи скважины увеличивается депрессия на пласт, что инициирует перемещение мелких частиц в пласте. Этому также способствует перераспределение геодинамических нагрузок, обусловленное изменением разности горного и пластового давлений.

При значительном пескопроявлении продуктивного пласта песок вместе с потоком газа попадает в скважинное оборудование. Спустя некоторое время песок будет накапливаться в стволе, образуя песчаную пробку. В то же время пробка может не образоваться, если скорость газа в лифтовых трубах будет выше критической, то есть такой, когда скорость восходящего потока в трубках равна скорости падения песчинки под действием силы тяжести. Подъемная сила струи флюида пропорциональна квадрату диаметра песчинки, а скорость падения под действием силы тяжести пропорциональна кубу диаметра песчинки. Расчеты показывают, что в зависимости от вязкости флюида, в котором во взвешенном состоянии находятся песчинки, критический размер песчинки лежит в пределах 0,35–0,15 мм. Песчинки меньшего размера не выпадают в осадок и не образуют пробки в стволе скважины. Если в ствол скважины из ПЗП выносятся более крупные песчинки, то, чтобы не допустить образования песчаной пробки, надо обеспечить скорость подъема газа из скважины, способную вынести песок на поверхность. Однако, чем выше скорость подъема (отбора газа из скважины), тем выше депрессия на пласт, что недопустимо вследствие интенсификации разрушения пласта. При скорости газового потока более 10 м/сек. и большом содержании механических примесей наблюдается интенсивный абразивный износ. Преждевременно выходят из строя угловые штуцера, задвижки, насосно-компрессорные трубы и другое промышленное оборудование

Поэтому на месторождениях Бухара-Хивинского региона сотни скважин работают с ограничением дебитов и депрессий по причине выноса песка и воды.

При ограничении дебита по геолого-технологическим причинам происходит постепенное снижение скорости восходящего потока газа при существующих

диаметрах НКТ, наблюдается выпадение и отложение определенной части твердых механических примесей на забое и в стволе скважины. Увеличивается суммарное количество выносимого песка, что приводит к росту песчаной пробки на забое скважины, которая при наличии жидкости постепенно уплотняется и упрочняется. Это приводит к перекрытию перфорационных каналов, НКТ, увеличению депрессии и фильтрационных сопротивлений, дальнейшему снижению продуктивности (при равенстве проницаемостей пласта и песчаной пробки дебит скважин составляет всего 5% дебита скважины газа незасоренной скважины) и в итоге – к остановке (самозадавливанию) скважин.

Описанные выше проблемы приводят к тому, что самозадавливающиеся скважины выбывают из действующего фонда и простаивают в ожидании ремонта. Основным методом борьбы с песчано-глинистыми пробками является промывка скважин при помощи колтюбинговой установки. На поздней стадии разработки в условиях низких пластовых давлений после неоднократного проведения ремонтов по удалению из скважины песчаных пробок в призабойной зоне образуются каверны, из-за чего ускоряется разрушение призабойной зоны с интенсивным выносом песка в скважину, в результате чего газовые скважины выбывают из действующего фонда. Уменьшение действующего фонда скважин приводит к снижению площади дренирования, что в итоге сказывается на конечном коэффициенте газоотдачи. В связи с этим при эксплуатации газовых скважин с ограничением дебита по геолого-технологическим причинам основной задачей при проведении капитального ремонта является ограничение или полное исключение выноса песка.

Применяемые методы, направленные на предотвращение выноса песка в скважину, условно делят на три группы:

- 1) механические методы, предполагающие создание искусственных перемычек, предотвращающих доступ песка в скважину;
- 2) химические методы, основанные на закачке в пласт веществ, впоследствии твердеющих и цементирующих песок;
- 3) комбинированные методы, предполагающие использование механических фильтров и химическое закрепление зерен песка.

При выборе способа борьбы с выносом песка в скважину учитывается ряд факторов. Большое значение имеют конструкция забоя скважин и температурные ограничения. При заканчивании скважин с открытым забоем, как правило, используются механические или комбинированные способы. Химические методы закрепления песка применяются в основном в скважинах, где еще не успели образоваться каверны из-за выноса песка.

Опыт проведения ремонтных работ на скважинах показал, что предотвращение выноса песка в скважину без проведения работ по изоляции притока подошвенных вод положительных результатов не дает. Поэтому работы по борьбе с пескопроявлениями целесообразно проводить с одновременной изоляцией притока пластовой воды.

В настоящее время на месторождениях Бухара-Хивинского региона при проведении капитальных ремонтов скважин (КРС) по борьбе с выносом песка и водопроявления применяются следующие технологии:

- установка противопесочных фильтров;
- изоляция притока пластовых вод тампонированием под давлением и установкой цементного моста;
- селективная изоляция притока пластовых вод с применением различных материалов и химических реагентов;
- укрепление ПЗП герметизирующими композициями.

Проведенный анализ применения противопесочных фильтров на месторождениях с падающей добычей позволяет сделать вывод о низкой эффективности фильтров по следующим причинам:

- отсутствие положительного результата по 80% скважино-операций по установке противопесочных фильтров;
- снижение дебита скважин и увеличение потерь давления после установки противопесочных фильтров по большей части скважин;
- осложнения при проведении последующих КРС в скважинах с фильтрами.

Основным негативным фактором борьбы с пескопроявлением при помощи установки противопесочных фильтров на забое скважин является тот факт, что фильтр не предотвращает разрушение призабойной зоны пласта, а лишь частично удерживает выносимый потоком газа песок.

Одним из традиционных методов изоляции подошвенных вод является установка цементных мостов в нижней части скважины. Однако данный метод не селективен и малоэффективен (эффективность составляет не более 30%), т.к. вода продолжает продвигаться по пласту вне установленного моста. Эффект является краткосрочным, а малый межремонтный период требует повторного ремонта и новых затрат на КРС.

Существует также большая вероятность разрушения цементного моста при освоении и отработке скважины на факел. Причиной разрушения часто является не учет большого объема каверн образованного за счет интенсивного выноса пластового песка совместно с пластовой водой. Поэтому при проектировании технологии водоизоляции необходимо учитывать объем каверн и их протяженность в ПЗП. К сожалению, в настоящее время нет инструментальных методов точной оценки объема каверн, образованных в процессе эксплуатации скважины.

В целях более полного заполнения каверны за эксплуатационной колонной применяется технология крепления призабойной зоны вспененными смолами [3]. Вспененная смола обладает проницаемостью 300–500 мкм² и скрепляет пластовый песок в проницаемый массив с прочностью на сжатие 1,5–3,0 МПа. Значительная механическая прочность обработанных вспененной смолой песков свидетельствует о наличии прочных связей между отдельными зернами. Силы сцепления между зернами песка достигают величины 0,8–1,7 МПа. Высокая механическая прочность на сжатие

согласуется с высокой устойчивостью обработанных вспененной смолой песков размыву потоком фильтрующейся жидкости.

Способ крепления призабойной зоны вспененной смолой заключается в том, что закачиваемую в призабойную зону фенолформальдегидную смолу приводят во вспенено-проницаемое отвердевшее состояние. Для этого смолу смешивают с вспенивателем-отвердителем, и в процессе реакции на забое образуется проницаемый пенопласт, увеличивающийся в объеме в 5–6 раз по сравнению с исходным, заполняющим полностью каверну и всю фильтровую часть скважины. Таким образом устраняются все условия для дальнейшего нарушения призабойной зоны.

Для борьбы с выносом песка необходимо подавить действие расклинивающего давления смачивающей воды, а также использовать вещества, улучшающие адгезию частиц песка друг к другу.

Объективной необходимостью является разработка новых методов, способов и технологий ремонта скважин и интенсификации добычи углеводородов, применяемых для месторождений на завершающей стадии разработки, а также адаптация и доработка существующих технологий.

Решения и технологии по предотвращению выноса песка и разрушению призабойной зоны пласта практически всегда зависят от экономических факторов. При интенсивном выносе песка из высокопродуктивной зоны на раннем этапе разработки практически любая технология проведения КРС (например, повторное заканчивание или забуривание боковых стволов) будет экономически рентабельна. Однако на завершающем этапе разработки, когда скважина приближается к своему пределу рентабельности, может оказаться полезным не предпринимать вообще ничего и просто извлечь все возможные оставшиеся запасы до того, как скважина заполнится песком и проведение КРС на ней будет нецелесообразно по многим причинам. Во всех ситуациях должен быть баланс между экономической эффективностью и технологическими возможностями. Необходимо с особой тщательностью подходить к выбору технологий и скважин-кандидатов для проведения капитального ремонта.

Получаемая выгода должна сравниваться с эксплуатационными затратами, и решение о возможности ремонтных операций и методах их проведения в большинстве случаев также принимается с учетом профиля скважины, доступности ремонтных технологий, механизма разрушения призабойной зоны пласта, а также продолжительности эксплуатации и величины остаточных дренируемых запасов.

ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений [Текст] / М. Г. Абрамсон, Б. В. Байдюк, В. С. Зарецкий и др. – М.: Недра, 1984. – 207 с.
2. Авляярова, Н. М. (2024). Геолого-технические факторы, влияющие на эффективность проведения ГРП для месторождений с карбонатными коллекторами. Modern Science and Research. 2024/2/22. 1037-1040.



3. Авляярова, Н. М. (2023). Новые методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи. *Pedagogical sciences and teaching methods*, 2023. 2(20), 58-61.
4. Зотов Г.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах / Г.А. Зотов, А.В. Динков, В.А. Черных. М.: «Недра», 1987. - 169 с.
5. Ермилов О.М. Добыча газа и газоконденсата в осложненных условиях эксплуатации месторождений / О.М. Ермилов, А.Н. Лапердин; С.И. Иванов; отв. редактор А.Э. Конторович. Новосибирск: «СО РАН», 2007. - 289 с.