

## ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д.А. Кряквин, А.В. Кустышев, М.Г. Гейхман, В.Н. Никифоров  
(ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

*Скважина, эксплуатация, завершающая стадия разработки,  
месторождение*

*Well, operation, final stage of development, field, problems*

**Operation of wells at the final stage of the field development.** Kryakvin D.A., Kustyshev A.V., Nikiforov V.N., Gueihman M.G.  
*The problems of wells operation at the final stage of the oil and gas fields development are analyzed on the example of gas field Medvezhie located in the north of West Siberia. A number of measures are proposed for prevention of potential problems. The possible ways of troubles removal in the process of well work-over operation have been outlined. Fig. 1, ref. 5.*

Западная Сибирь богата множеством полезных ископаемых, одно из них – природный газ. Основные запасы природного газа сосредоточены на Медвежьем, Уренгойском, Ямбургском, Заполярном, Вынгапуровском, Комсомольском и ряде других месторождений.

В настоящее время большинство из этих месторождений вступили в завершающую стадию разработки, которая характеризуется осложненными условиями, связанными с низкими пластовыми давлениями, высокой степенью обводненности и разрушением призабойной зоны пласта (ПЗП), износом подземного и устьевого оборудования.

Осложнения в процессе эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки месторождений можно разделить на две большие группы: геологические и технологические. Сами осложнения и причины их возникновения на различных месторождениях схожи, поэтому их можно рассматривать комплексно. В то же время пути их преодоления на различных месторождениях могут различаться, особенно это относится к осложнениям геологического характера.

Рассмотрим основные виды осложнений на примере Медвежьего месторождения.

К осложнениям геологического характера можно отнести:

- аномально низкое пластовое давление;
- выпадение жидкости из газового потока, образование жидкостных пробок;
- подтягивание конуса подошвенных вод к нижним интервалам перфорации, обводнение скважин, и как следствие, образование газогидратных пробок во время остановки скважины;
- подъем газоводяного контакта (ГВК) и обводнение скважин;
- разрушение скелета пласта, вынос песка в скважину и образование песчаных пробок.

Снижение пластового давления ведет к внедрению в залежь пластовой воды и к разрушению скелета горных пород, слагающих ПЗП. Падение пластового давления приводит к осложнениям, связанным с недостаточностью пластовой энергии для выноса на устье скважины скапливающейся на забое жидкости и песка. Это влечет образование песчаных пробок и скопление жидкости на забое скважины. В условиях АНПД осложняется работа некоторых скважин в газосборный коллектор, что объясняется превышением давления в коллекторе над устьевым давлением скважины. В результате снижаются рабочие дебиты скважин, а на забое происходит интенсивное скопление жидкостных пробок, что приводит к самопроизвольной остановке таких скважин, к самозадавливанию скважины.

Для предотвращения этого явления надо проводить постоянный контроль за соблюдением режимов работы скважин, осуществлять оптимизацию режимов. Возможно, следует проводить переобвязку устьев скважин индивидуальными газосборными коллекторами.

По мере снижения пластового давления начинается внедрение в залежь подошвенных вод. Вначале происходит подтягивание к забою скважин водяных конусов, которые вместе с конденсационными водами, выпадающими из добываемого продуктивного пласта газа, в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД), создают жидкостные пробки. Высота жидкостных пробок колеблется от 5 до 15 м и более.

По данным гидрохимического анализа пластовая вода обнаружена в 17,3 % скважин Медвежьего месторождения.

32,9 % скважин работают в режиме самозадавливания конденсационными водами.

Для удаления конденсационной воды наибольшее распространение получили три технологии [1]:

- замена лифтовой колонны большего диаметра на лифтовую колонну меньшего диаметра;
- продувка скважины в атмосферу;
- закачивание поверхностно-активных веществ (ПАВ), осуществляемое с одновременной продувкой скважины или без продувки.

Данные технологии имеют свои преимущества и свои недостатки. Поэтому в последнее время ведется поиск и испытание других технологий удаления жидкости с забоев скважин на Медвежьем месторождении:

- удаление жидкости с помощью летающих клапанов;
- удаление жидкости через концентрический лифт.

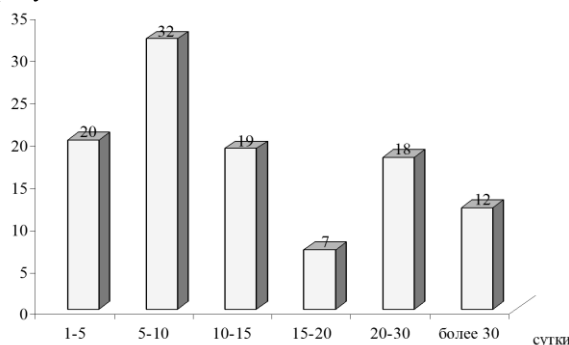
Рассмотрим данные технологии на примере Медвежьего месторождения.

Замена лифтовых колонн проводится в основном во время проведения работ по капитальному ремонту скважин, данная операция – дорогостоящая и не находит широкого применения. Продувки скважин в атмосферу не позволяют достичь продолжительного эффекта и выполняются на Медвежьем месторождении с периодичностью от 1 до 90 суток. При этом 65, 7 % скважин нуждаются в проведении продувок с периодичностью менее 15 суток (рисунок).

Удаление жидкости с забоев скважин с помощью летающих клапанов более эффективно. Так, во время испытания

скважина работала без продувок в течение 1 месяца, хотя без клапана она продувалась постоянно с периодичностью 8-10 раз в месяц.

Достоинства данной технологии заключаются в высокой эффективности, низкой стоимости переобустройства скважины, в возможности эксплуатации скважины по лифтовой колонне диаметром 168 мм до полного завершения разработки, в широком рабочем диапазоне работы скважины и в возможности достижения максимального коэффициента извлечения газа из продуктивного пласта.



**Рисунок. Распределение скважин Медвежьего месторождения, работающих в режиме самозадавливания, по продолжительности работы без продувок**

Для применения данной технологии необходимо проводить работы по реконструкции скважины и переобвязке устья – это дополнительные капитальные вложения. Необходимо обеспечить отсутствие значительных сужений в лифтовой колонне от нижнего до верхнего ограничителя хода летающего клапана, что составляет более 10 % от площади сечения трубы. При наличии подпакерного хвостовика в составе лифтовой колонны, длина которого на скважинах Медвежьего месторождения нередко превышает 200 м, препятствует эффективному удалению жидкости с забоя скважин с применением данной технологии.

Скапливающиеся на забое жидкостные пробки также оказывают негативное влияние на работу летающих клапанов. Допустимое отклонение лифтовой колонны от вертикали должно составлять не более 30°. Летающие клапаны не будут работать в скважинах с газогидратными пробками, а на Медвежьем месторождении многие скважины подвержены этому явлению, особенно в период остановок.

Эффективность удаления жидкости с забоев скважин через концентрический лифт на сегодняшний день оценить не представляется возможным. Технология проходит опытно-промышленные испытания на двух скважинах. В скважины спущены две лифтовые колонны большего и меньшего диаметров (труба в трубе), устья скважин обвязаны управляющим комплексом «Smart-skid» (Япония).

На первой скважине первоначально наблюдалось уменьшение высоты столба жидкостной пробки, затем пробка вновь увеличилась, одновременно отмечается рост песчаной пробки. Отмечено появление межколонного давления ( $P_{\text{мк}} = 1,48-1,67$  МПа), дебит скважины снизился на 50 %.

На второй скважине наблюдается периодическое увеличение и некоторое уменьшение столба скапливающейся на забое жидкости. При этом отмечается некоторый рост толщины песчаной пробки, перекрывающей интервал перфорации более чем на 50%. Дебит скважины снизился на 50 %.

Несмотря на неоднозначные результаты испытания, следует отметить, что данную технологию целесообразно применять в скважинах, работающих со значительными депрессиями на пласт без образования песчаных пробок и работающих с перепадом давления между головкой фонтанной арматуры (буфером) и газосборным коллектором (шлейфом) более 0,2 МПа. В скважинах, где отмечается вынос механических примесей и периодическое образование песчаных пробок, данную технологию применять не рекомендуется. Применение данной технологии в этих скважинах возможно при ограничении дебита.

На начальных этапах обводнения газовой залежи возможно применение периодических, профилактических, работ по гидрофобизации ПЗП закачиванием в скважины различных гидрофобизирующих составов.

При ликвидации обводнения скважин из-за подъема ГВК можно рекомендовать бурение боковых стволов из бездействующих скважин в не дренированную и в не обводненную зону пласта [2].

По мере снижения пластового давления и поступления пластовой воды в ПЗП начинается разрушение скелета горных пород, вынос песка в скважину и образование на забое песчаных пробок, прихваты лифтовых колонн. Кроме того, в результате большого перепада давления горных пород и давления на забое происходит смятие эксплуатационных колонн, их разрушение в интервалах перфорации скважин [3].

Вынос песка происходит потому, что падение пластового давления ведет к увеличению эффективного сжимающего давления и напряжений в пристволенной зоне продуктивного пласта, к изменению порометрических характеристик продуктивного интервала. Увеличение эффективного сжимающего давления в ПЗП пропорционально снижению пластового давления. Наличие порового цемента ведет к тому, что при изменении пластового давления в процессе эксплуатации происходит ощутимая деформация пород – коллектора. Вследствие изменений структуры породы снижаются силы сцепления между песчаными частицами. В результате изменения структуры пласта снижается коэффициент проницаемости. При постоянном градиенте давления потока газа происходит значительное увеличение скоростей его движения, что в совокупности с другими факторами усугубляет процесс разрушения скелета породы.

Кроме того, на устойчивость ПЗП, особенно представленной слабосцементированными породами, оказывает влияние нарушение технологического режима работы скважины, что приводит к резкой интенсификации пескования.

Причем на увеличение выноса песка влияет не столько скорость фильтрации, сколько ее изменение в сторону увеличения и уменьшения, то есть вынос песка существенно возрастает при дестабилизации режима фильтрации.

На Медвежьем месторождении наличие механических примесей (песка) по результатам газодинамических исследований отмечается в продукции более 60 % скважин.

Для предотвращения разрушения ПЗП на месторождениях применяются различные способы. В настоящее время разработано и применяется много технических и технологических решений, направленных на предотвращение разрушения ПЗП и вынос пластового песка в ствол скважины и на дневную поверхность, применение противопесочных фильтров различных конструкций, крепление ПЗП различными составами. Однако успешность работ по креплению ПЗП не превышает 50-60 %. При этом достаточно велика продолжительность и стоимость каждого вида ремонтных работ, а применение противопесочных вставных фильтров в эксплуатационных газовых скважинах ограничивается следующими факторами:

- при эксплуатации возможно закупоривание забойных защитных устройств (фильтров) с последующим разрушением каркаса фильтра и образованием локальных каналов фильтрации;
- образование «висячих» песчаных пробок (в псевдосжиженном состоянии) ниже башмака и в фильтре. При остановке скважины взвешенный песок оседает на забой, что приводит к прихвату нижней части фильтра.

Не всегда существующие методы борьбы с выносом песка полностью предотвращают разрушение ПЗП, в связи с чем все-таки происходит образование песчаных пробок на забое скважин, возникает необходимость проведения работ по их промывке. На Медвежьем месторождении песчаная пробка на забое, перекрывающая интервал перфорации, наблюдается в 17,3 % скважин [4].

До недавнего времени работы по промывке песчаных пробок проводились с использованием передвижных подъемных агрегатов спуском НКТ меньшего диаметра. С появлением в России колтюбинговых установок работы по промывке пробок выполняются в основном с их помощью, что позволило значительно увеличить объемы проведения работ, сократить их время [5].

К осложнениям технологического характера можно отнести:

- износ подземного оборудования;
- износ устьевого оборудования;
- негерметичность эксплуатационных колонн;
- наличие межколонных давлений.

Износ подземного оборудования связан с воздействием агрессивных сред добываемой продукции и закачиваемых жидкостей, применяемых при ремонте скважин и интенсификации притока, на скважинное оборудование.

Износ устьевого оборудования происходит в результате абразивного воздействия, выносимого из скважины песка.

Негерметичность эксплуатационных колонн следует устранять либо цементированием интервала негерметичности, либо установкой дополнительных обсадных колонн. Возможно применение полимерных водоизоляционных композиций.

На завершающей стадии разработки месторождений неизбежно появление различных осложнений при эксплуатации скважин. Для их преодоления разработано множество технологий и технических средств, но их применение не всегда позволяет достичь положительного результата.

**Вывод**

Необходимо проведение научно-исследовательских разработок и промысловых испытаний новых технологий и технических средств, расширение области применения технологии удаления жидкости с забоев скважин с помощью летающих клапанов, продолжение испытания технологии удаления жидкости с забоев скважин через концентрические лифты. Необходимо ускорить внедрение технологии бурения боковых стволов из бездействующих скважин в не обводненные и не дренированные зоны. Необходимо расширить внедрение технологии гидрофобизации, в том числе в профилактических и превентивных мерах.

#### **Список литературы**

1. Кустышев А.В. Эксплуатация скважин на месторождениях Западной Сибири.- Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2002.- 168 с.
2. Руснак Н.Н., Кряквин Д.А., Зольникова Т.В., Пилат К.А. Оценка возможности восстановления производительности скважин в условиях низких пластовых давлений на Медвежьем месторождении методом строительства боковых стволов // Подготовка кадров и современные технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. ИНИГ и материалов Межрегиональной науч.- технич. конф., посвященный 45-летию Тюменского индустриального института и 10-летию кафедры «Ремонт и восстановление скважин» ТюмГНГУ.- Тюмень. 2008.- В 2-х томах. Т. 2.- С. 28-29.
3. Теория и практика капитального ремонта газовых скважин в условиях пониженных пластовых давлений / М.Г. Гейхман, Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, В.В. Дмитрук, Л.У. Чабаев.- М.: ИРЦ Газпром. 2009.- 208 с.
4. Кряквин Д.А. Результаты капитального ремонта скважин на месторождении Медвежье в 2007 году // Результативность проведения геолого-технических мероприятий: Материалы совещания ведущих специалистов предприятий ОАО «Газпром» (Кисловодск, 18-22 февраля 2008 г.).- М.: ИРЦ Газпром, 2008.- С. 40-47.
5. Кряквин Д.А., Кустышев А.В., Рахимов Н.В., Хозяинов В.Н., Шаталов Д.В. Оценка успешности колтюбинговых технологий при ремонте скважин на Уренгойском месторождении // Время колтюбинга. 2007, № 3.- С. 43- 45.

#### **Сведения об авторах**

**Кряквин Д. А.,** заведующий сектором капитального ремонта скважин ООО «ТюменьНИИгазпрогаз», аспирант, кафедра «Ремонт и восстановление скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел. (3452) 285-494

**Кустышев А. В.,** д. т. н., профессор, заведующий отделом эксплуатации и ремонта скважин ООО

«ТюменНИИгипрогаз», кафедра «Ремонт и восстановление скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел. (3452) 285-494, e-mail: kustishev@tngg.info

**Гейхман М.Г.**, к.т.н., генеральный директор ООО «Кубаньгазпром», г. Краснодар, тел.: (8612) 13-13-10

**Никифоров В.Н.**, д.т.н., генеральный директор ООО «МЕГА Групп», г. Тюмень, тел.: 8 (3452) 47-84-85

**Kryakvin D.A.**, post-graduate student, Tyumen State Oil and Gas University, Head of sector of Limited Liability Company «TyumenNIIGiprogas», phone: +7 (3452) 285-494

**Kustyshev A.B.**, doctor of Technical Sciences, Head of Department for Wells Operation and Repair, Limited Liability Company «TyumenNIIGiprogas», phone: +7(3452) 20-09-89

**Gueihman M.G.**, candidate of Technical Sciences, General Director of Limited liability company «Kubangasprom», Krasnodar, phone: (8612) 13-13-10

**Nikiforov V.N.**, doctor of Technical Sciences, General Director of Limited liability company «MEGA Grunt», Tyumen, phone: 8 (3452) 47-84-85