

**ВОССТАНОВЛЕНИЕ БЕЗДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА**
IDLE WELLS REHABILITATION IN THE FIELDS OF EXTREME NORTH

А. В. Кустышев

A. V. Kustyshev

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: скважина; бездействующая; восстановление; месторождение; Крайний Север

Key words: well out of operating; recovery; deposit; Extreme North

В настоящее время на многих нефтегазовых месторождениях Западной Сибири, расположенных на Крайнем Севере, имеется большое количество бездействующих скважин (10 и более процентов эксплуатационного фонда).

Чаще всего бездействующий фонд образовывался на начальной стадии разработки месторождений, когда они осваивались методом опережающего бурения. То есть тогда, когда скважины бурились, не дожидаясь обустройства промыслов и подвода к скважинам промысловых трубопроводов. В пробуренных скважинах перфорировалась эксплуатационная колонна, проводился вызов притока газа из пласта для определения продуктивности, после чего скважина вновь глушилась глинистым или соевым раствором соответствующей плотности на период завершения обустройства. Длительное нахождение скважин в этот период, доходившее, например на Ямбургском месторождении до 8–10 лет, в ожидании подключения к добывающему промыслу под воздействием глинистого или солевого растворов негативно сказывалось на их продуктивности за счет ухудшения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта [1].

В более поздний период бездействующий фонд образовывается за счет ухудшения продуктивности по причине снижения пластового давления, обводнения залежи и разрушения скелета продуктивного пласта [2]. В обоих случаях освоить простаивающую скважину обычными методами, например снижением противодавления на пласт, как правило, не удается. Чаще всего, перепробовав все известные методы вывода скважины из бездействия [3–5], останавливаются на хорошо зарекомендовавшем себя методе гидравлического разрыва пласта (ГРП) [6].

Все эти методы имеют множество недостатков, главным из которых является недостаточная эффективность. Например, при бурении боковых стволов на многопластовых месторождениях высока вероятность попадания ствола в непродуктивную зону. При повторной перфорации на месторождениях с низкими фильтрационно-емкостными свойствами высока вероятность обводнения продукции за счет подъема пластовой воды по негерметичному цементному камню за эксплуатационной колонной. Даже при проведении ГРП на месторождениях со сложнопостроенными коллекторами также высока вероятность обводнения ствола за счет подключения водоносного горизонта или инициированного подъема пластовой воды по образовавшимся трещинам разрыва. Поэтому поиск более совершенных методов восстановления бездействующих скважин и ввода их в эксплуатацию остается одной из актуальнейших проблем и перспективным направлением научных исследований. С целью ввода в эксплуатацию и восстановления продуктивности простаивающих газовых скважин с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, прежде всего расположенных в непосредственной близости от газодляного контакта (ГВК), предлагается новая комплексная технология [7].

В простаивающей длительное время скважине, заполненной жидкостью глушения, фильтрат глинистого или солевого раствора проникает в призабойную зону пласта (ПЗП) через первоначальный интервал перфорации в эксплуатационной колонне, образуя закольцованную зону или, так называемую, «зону загрязнения», которая способствует снижению продуктивных характеристик пород-коллекторов.

При этом за время разработки основной части газовой залежи происходит дальнейший подъем первоначального ГВК, приводящий к обводнению продуктивного пласта. В связи с тем, что при первоначальной перфорации эксплуатационной колонны, как правило, под воздействием высоких давлений происходит частичное, а то и полное разрушение цементного камня, прочность цементного камня и его герметичность снижается иногда до нулевых значений («плохое качество» цементного камня). Это впоследствии приводит к возникновению заколонных перетоков пластовой воды и природного газа. В таких скважинах, потерявших свою герметичность и прочность, следует первоначально восстановить эти характеристики. Иными словами нужно осуществить, так называемую, «щадящую» перфорацию эксплуатационной колонны определенным экспериментальным путем в интервале ниже на 1–2 м текущего ГВК. «Щадящую» перфорацию можно проводить стреляющими перфораторами, гидropескоструйной перфорацией или другим способом, не разрушающим цементный камень за эксплуатационной колонной.

После этого в обводненную часть продуктивного пласта через вновь образованные перфорационные отверстия следует закачать водоизолирующую композицию с созданием водоизолирующего экрана, который отеснит внедряющуюся в продуктивный пласт пластовую воду назад в глубину пласта по радиусу и не допустит впоследствии нового поступления в пласт пластовой воды (рис. 1).

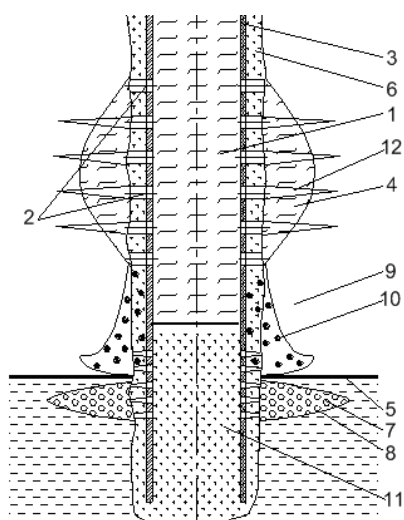


Рис. 1. Схема восстановления бездействующей скважины по комплексной технологии:

- 1 — жидкость глушения;*
- 2 — первоначальный интервал перфорации;*
- 3 — эксплуатационная колонна;*
- 4 — зона загрязнения; 5 — ГВК;*
- 6 — цементное кольцо;*
- 7 — водоизолирующая композиция;*
- 8 — водоизоляционный экран;*
- 9 — продуктивный пласт;*
- 10 — герметизирующая композиция;*
- 11 — цементный мост;*
- 12 — вновь образованные отверстия в эксплуатационной колонне*

Закачивание водоизолирующей композиции лучше всего проводить через «гибкую трубу», спускаемую в скважину с помощью колтюбинговой установки [8]. При этом затрубное пространство скважины для отсечения первоначального интервала перфорации от вновь образованного нижнего интервала перекрывается пакером. Продавливание водоизолирующей композиции в пласт рекомендуется проводить посредством гидрофобного продавочного раствора.

Затем аналогичным способом следует провести «щадящую» перфорацию эксплуатационной колонны ниже первоначального интервала перфорации, но выше текущего ГВК на 1–2 м, в газоносной части продуктивного пласта. Через верхние перфорационные отверстия следует закачать герметизирующую композицию, в качестве которой можно применять герметизирующие составы на основе поливинилового спирта [9]. Герметизирующая композиция заполняет также ранее образованные при первичной перфорации каналы в цементном камне.

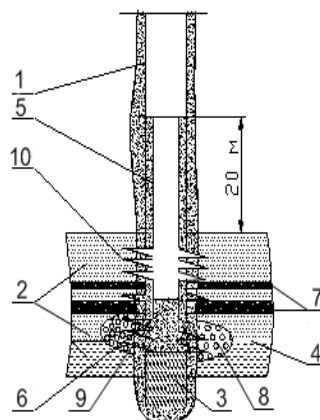
После этого внутри эксплуатационной колонны с помощью «гибкой трубы» следует установить цементный мост [10], который перекроет вновь образованные верхние и нижние перфорационные отверстия.

Далее следует провести «щадящую» повторную перфорацию эксплуатационной колонны в первоначальном интервале перфорации с глубиной перфорационных отверстий, выходящей по радиусу за пределы загрязненной зоны (например, глубина проникновения фильтратов бурового и солевого растворов в ПЗП бездействующих скважин Ямбургского месторождения достигает 200–280 мм, значит с глубиной свыше 300 мм). Затем необходимо осуществить вызов притока и провести освоение ранее бездействующей скважины.

В обводнившихся в настоящее время газовых скважинах, в которых эксплуатационная колонна проперфорирована на всю толщину продуктивного пласта равномерно, сплошным интервалом и двойной плотностью перфорации, ствол скважины частично перекрыт песчаной пробкой, ГВК поднялся выше забоя скважины, перекрыв нижний интервал перфорации, нижняя часть эксплуатационной колонны корродировала и, возможно, негерметична из-за большой разницы горного и забойного давлений, то есть давления горных пород и давления в скважине и продуктивном пласте лучше всего подходит технология, заключающаяся в следующем (рис. 2).

Первоначально в скважине промывают песчаную пробку до глубины на 2–3 м ниже текущего ГВК, шаблонируют эксплуатационную колонну и спускают в нее хвостовик из обсадных труб меньшего диаметра до головы промытой песчаной пробки с размещением головы хвостовика на 20 м выше кровли продуктивного пласта для предотвращения возможного смятия эксплуатационной колонны из-за большой разницы горного и забойного давления в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД).

1 — эксплуатационная колонна;
2 — продуктивный пласт; 3 — песчаная пробка; 4 — ГВК; 5 — хвостовик;
6 — цементный мост;
7 — глинистый проласток;
8 — водоизоляционная композиция;
9 — перфорационные отверстия «под водоизоляцию»;
10 — перфорационные отверстия «под эксплуатацию»



Хвостовик цементируют цементным раствором с оставлением цементного стакана высотой 1–2 м в башмаке хвостовика. Причем для предотвращения поглощения цементного раствора в условиях АНПД и получения прочного цементного камня применяют состав, содержащий портландцемент, суперпластификатор С-3, поливиниловый спирт ПВС 18/11 и полипропиленовое волокно. В качестве портландцемента можно использовать портландцемент ПТЦ 1-50 или ПТЦ 1-100, а в качестве полипропиленового волокна можно использовать полипропиленовое волокно под названием «фибра».

После завершения периода ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) осуществляют перфорацию двух колонн, эксплуатационной колонны и хвостовика, в интервале ниже первого над текущим ГВК или головой промытой песчаной пробки глинистого пропластка до глубины на 2–3 м ниже текущего ГВК, то есть нижней части продуктивного пласта. Перфорацию осуществляют мощным кумулятивным перфоратором или проводят гидроресисторную перфорацию (ГПП). В качестве кумулятивных перфораторов можно использовать перфораторы РЈ 2906 Омега или ПКС 80, ПРК 42С. Закачивают водоизоляционную композицию в объеме 15–20 м³ через образованные «под водоизоляцию» перфорационные отверстия. В качестве водоизоляционной композиции можно использовать «жидкое стекло», поливиниловые спирты ПВС 18/11 или ПВС В1Н. Водоизоляционную композицию продавливают в глубину продуктивного пласта с образованием водоизоляционного экрана цементным раствором в объеме 3–5 м³ с оставлением на забое цементного стакана высотой на 1–2 м выше первого глинистого пропластка. Состав цементного раствора аналогичен составу цементного раствора при цементировании хвостовика.

После ОЗЦ осуществляют перфорацию «под эксплуатацию» двух колонн, эксплуатационной колонны и хвостовика, в интервале выше второго над текущим ГВК глинистого пропластка до кровли продуктивного пласта, то есть верхней части продуктивного пласта. Снижением противодавления на продуктивный пласт осуществляют вызов притока газа через перфорационные отверстия «под эксплуатацию». После отработки скважины и проведения газодинамических исследований скважину вводят в эксплуатацию. В обводнившихся в настоящее время газовых скважинах со смятой эксплуатационной колонной и прихваченной лифтовой колонной лучше всего подходит следующая технология (рис. 3).

В скважине первоначально обрезают прихваченную песчаной пробкой лифтовую колонну, например труборезом, выше места прихвата и извлекают обрезанную часть лифтовой колонны на поверхность. Причем прихват наиболее вероятен в зоне кровли продуктивного пласта или в зонах расположения глинистых пропластков.

Далее в эксплуатационной колонне устанавливают по известной технологии ликвидационный цементный мост. Отрезанную нижнюю часть лифтовой колонны цементируют в составе ликвидационного цементного моста, образуя дополнительную армирующую конструкцию данного цементного моста. Выше ликвидационного цементного моста в эксплуатационной колонне по известным технологиям вырезают окно на 30–50 м выше кровли продуктивного пласта и с использованием клина-отклонителя бурят дополнительный ствол, не выходящий за пределы призабойной зоны эксплуатационной колонны обводненной простаивающей газовой скважины с размещением башмака на 2–3 м выше ГВК. При

этом бурение дополнительного ствола в интервале продуктивного пласта осуществляют на буровом растворе на полимерной или углеводородной основе.

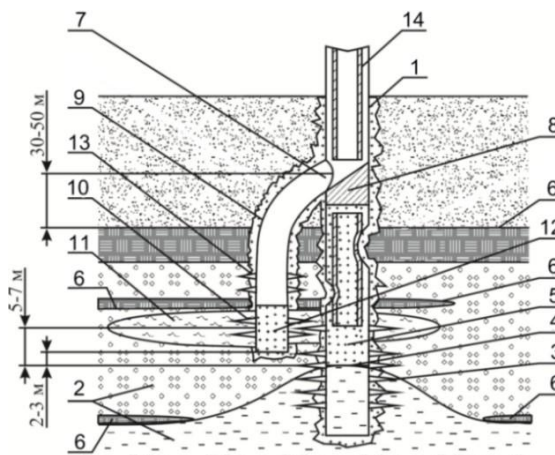


Рис. 3. Схема восстановления скважины со смятыми эксплуатационной и лифтовой колоннами: 1 — эксплуатационная колонна; 2 — продуктивный пласт; 3 — интервал перфорации; 4 — ГВК; 5 — песчаная пробка; 6 — глинистый пропласток; 7 — окно; 8 — клин-отклонитель; 9 — дополнительный ствол; 10 — технологические отверстия «под водоизоляцию»; 11 — водоизоляционная композиция; 12 — цементный мост; 13 — перфорационные отверстия «под эксплуатацию»; 14 — лифтовая колонна

Дополнительный ствол обсаживают хвостовиком из обсадных труб, например, диаметром 114 мм при диаметре эксплуатационной колонны 168 мм, и цементируют. Хвостовик перфорируют на 5–7 м выше ГВК с образованием технологических отверстий «под водоизоляцию». При этом в качестве перфоратора применяют мощные кумулятивные перфораторы, такие как РИ 2906 Омега, ЗПКТ 73-ГП или ПРК 42С. Закачивают через технологические отверстия водоизоляционную композицию, оттесняя подожженную воду, с образованием водоизоляционного экрана.

В качестве водоизоляционной композиции можно применять гель или жидкое стекло. Водоизоляционный экран препятствует проникновению воды на забой хвостовика. Водоизоляционную композицию докрепляют пластифицированным тампонажным цементным составом с повышенной проникающей способностью, повышенной прочностью и стойкостью к пластовой воде, продавливаемым в обводненную часть продуктивного пласта под давлением через технологические отверстия «под водоизоляцию». Дополнительно в хвостовике устанавливают изоляционный цементный мост из тампонажного цемента обычной нормальной плотности, который перекрывает технологические отверстия «под водоизоляцию», выполненные в хвостовике дополнительного ствола.

После завершения периода ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) и испытания изоляционного цементного моста на прочность и герметичность перфорируют хвостовик в верхней необводненной менее эффективной низкопроницаемой газоносной части продуктивного пласта с образованием новых перфорационных отверстий «под эксплуатацию». В качестве перфоратора применяют мощные кумулятивные перфораторы, такие как РИ 2906 Омега, ЗПКТ 73-ГП, ПРК 42С или ПКС 80. Можно для перфорации хвостовика использовать гидropескоструйную перфорацию либо применить метод щелевой разгрузки с образованием продольных вертикальных щелей.

В заключение в скважину спускают новую лифтовую колонну до глубины верхней кромки вырезанного в эксплуатационной колонне основного ствола окна и осваивают скважину путем вызова притока газа из газоносной части продуктивного пласта через новые перфорационные отверстия «под эксплуатацию». После отработки скважины и проведения газодинамических исследований скважину вводят в эксплуатацию.

Таким образом, рекомендуемые технологии восстановления длительное время простаивающих газовых скважин в сложнопостроенных коллекторах с низкими продуктивными характеристиками более надежны, так как требуют меньших затрат на производство работ, повышают степень вероятности восстановления продуктивности скважины. Они устраня-

ют поступление пластовых вод в скважину, способствуют снижению выноса песка из залежи, предотвращают дальнейшее разрушение эксплуатационной колонны и обеспечивают дополнительную добычу газа из ранее простаивающей скважины.

Список литературы

1. Кустышев А. В. Восстановление продуктивности газовых скважин на месторождениях Крайнего Севера, длительное время находящихся в бездействующем фонде // Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов: VI Конгресс нефтегазопромышленников России. Секция «Технологии освоения трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах». – Уфа: Монография, 2005. – С. 291-294.
2. Кустышев А. В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 255 с.
3. Обиднов В. Б., Кустышев А. В., Зозуля Г. П., Гейхман М. Г., Ткаченко Р. В., Чижова Т. И., Кустышев Д. А. Проблемы вывода скважин из бездействующего фонда на поздней стадии разработки Ямбургского месторождения // Общ. информ. Сер.: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Газпром экспо, 2009. – 84 с.
4. Райкевич С. И. Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 247.
5. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах / В. М. Шенбергер, Г. П. Зозуля, М. Г. Гейхман, И. С. Матиешин, А. В. Кустышев. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007.
6. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока на газоконденсатных скважинах Ямбургского месторождения и перспективы применения метода в процессе дальнейшего освоения залежей / И. А. Зинченко, С. А. Кирсанов, О. А. Маршаев, М. Г. Гейхман, Ю. Ф. Юшков. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 118 с.
7. Пат. 2231630 РФ. Е 21 В 43/00; 43/32. Способ восстановления продуктивности и ввода в эксплуатацию простаивающих нефтяных и газовых скважин / И. А. Кустышев, А. В. Кустышев, И. И. Клещенко, С. К. Сохошко, Т. И. Чижова (РФ). – № 2002130668, заяв. 22.11.02; опубли. 27.06.04, бюл. № 18.
8. Пат. 2244115 РФ. Е 21 В 43/32, 33/13. Способ изоляции притока пластовых вод / Я. И. Годзюр, А. В. Кустышев, И. А. Кустышев, М. Г. Гейхман, А. В. Афанасьев (РФ). – № 2003117291, заяв. 09.06.03; опубли. 10.01.05, бюл. № 1.
9. Пат. 2211306 РФ. Е 21 В 33/138 Состав для ремонтно-водоизоляционных работ в скважинах / И. И. Клещенко, С. К. Сохошко, Н. Е. Юшкова, А. В. Кустышев, М. Г. Гейхман и др. (РФ). – № 20022106345, заяв. 11.03.02; опубли. 27.08.03, бюл. № 24.
10. Пат. 2235852 РФ. Е 21 В 33/13 Способ установки цементного моста в скважине / И. А. Кустышев, Я. И. Годзюр, А. В. Кустышев (РФ). – № 2003117290, заяв. 09.06.03; опубли. 10.09.04, бюл. № 25.
11. Пат. 2231630 РФ. Е 21 В 43/00; 43/32. Способ восстановления продуктивности и ввода в эксплуатацию простаивающих нефтяных и газовых скважин / И. А. Кустышев, А. В. Кустышев, И. И. Клещенко, С. К. Сохошко, Т. И. Чижова. – № 2002130668; заяв. 22.11.02; опубли. 27.06.04; бюл. № 18.
12. Пат. 2370637 РФ. Е 21 В 43/00, Е 21 В 43/32. Способ восстановления продуктивности и ввода в эксплуатацию простаивающих скважин со сложно построенными коллекторами в условиях АНПД / А. В. Кононов, А. В. Кустышев, С. Г. Крекнин, А. А. Сингуров, В. Н. Дубровский и др. (РФ). – № 2008115744, заяв. 21.04.08; опубли. 20.10.09, бюл. № 31.
13. Пат. 2465434 РФ. Е 21 В 29/00, Е 21 В 43/32. Способ восстановления обводненной газовой скважины со смятой эксплуатационной колонной в продуктивном интервале / А. В. Кустышев, В. З. Минликаев, А. А. Сингуров, А. В. Кононов, Д. А. Кустышев и др. (РФ). – № 2011126726, заяв. 29.06.11; опубли. 27.10.11, бюл. № 30.

Сведения об авторе

Кустышев Александр Васильевич, д. т. н., профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)286694, e-mail: kusti-shev@tngg.info

Information about the author

Kustyshev A. V., Doctor of Engineering, professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)286694, e-mail: kusti-shev@tngg.info