

Подводя итог, можно утверждать, что с целью регулирования процесса обводнения залежи целесообразно искусственное инициирование зон пониженного давления (по сравнению с давлением защемления газа водой) в зонах опережающего обводнения газовой залежи, что за счет энергии высвобождающегося защемленного пластового газа позволяет многократно понизить фазовую проницаемость коллектора по воде. Однако необходимо отметить, что в настоящее время на поздней стадии разработки газовой залежи почти невозможно подобрать экономически оправданные способы доизвлечения остаточных низконапорных запасов газа. В части продления срока эксплуатации добывающих скважин в условиях интенсивного обводнения не подвергается сомнению необходимость проведения общепринятого комплекса геолого-технических мероприятий, но, безусловно, требуется апробация и внедрение на основе ее результатов новых технических решений.

Список литературы

1. Закиров С. Н., Коротаев Ю. П. и др. Теория водонапорного режима газовых месторождений. – М.: Недра, 1976. – 240 с.
2. Гасумов Р. А., Нерсесов С. В. и др. Технология изоляции притока пластовых вод в газовых и газоконденсатных скважинах: Обз. инф. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. – 108 с.
3. Гасумов Р. А., Мазанов С. В. и др. Удаление жидкости из газовых и газоконденсатных скважин в процессе их эксплуатации и ремонта: теория и опыт: Обз. инф. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 88 с.
4. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.

Сведения об авторе

Ефремов Александр Анатольевич, аспирант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, геолог 1 категории, ООО «Газпром добыча Ямбург», Управление геологии, разработки и лицензирования месторождений, тел. 8(3494)966830, e-mail: A.Efremov@ygd.gazprom.ru

Efremov A. A., postgraduate of Tyumen State Oil and Gas University, geologist of category I of the company «Gazprom dobycha Yamburg, Ltd.», Department of fields geology, development and licensing, phone: 83494966830, e-mail: A.Efremov@ygd.gazprom.ru

УДК 622.279.7

ОСОБЕННОСТИ ЛИКВИДАЦИИ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

**PECULIARITIES OF EXPLORATORY WELLS LIQUIDATION IN THE
CONDITIONS OF THE EXTREME NORTH**

И. А. Кустышев

I. A. Kustyshev

ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

Ключевые слова: поисково-разведочная скважина, ликвидация, эксплуатационная колонна, ликвидационный цементный мост, незамерзающая жидкость, устьевое оборудование
Key words: prospecting well, producing string, cement bridging, well abandonment, non-freezing liquid, well-head equipment

Основные запасы природного газа в Российской Федерации сосредоточены в Западной Сибири. Здесь долгие годы проводились геолого-разведочные работы по изысканию подземных кладовых ценнейшего углеводородного сырья: нефти, газа и газового конденсата. Пробуренные в разные годы и исполнившие свое назначение поисково-разведочные скважины консервировались. В настоящее время эти скважины представляют угрозу экологии окружающей территории и нуждаются в ликвидации. При этом необходимо устранить риски возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций, предупредить загрязнение окружающей среды, что связано с проведением работ по ликвидации скважин в условиях удаленности территории [1].

Географически район, в котором проводятся работы по ликвидации скважин, находится в пределах заполярной части Западно-Сибирской равнины, относящейся к регионам Крайнего Севера. Территория представляет собой пологоволнистую тундровую равнину, наклоненную в северо-восточном направлении и в значительной степени переработанную эрозионными и криогенными процессами. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 0 до 5 м. Нередко по территории работ протекает небольшая судоходная река, но чаще — ее многочисленные несудоходные притоки, которые сильно меандрируют (изменяют русла), образуя озера, протоки и старицы. Глубина рек от 4 до 8 м. Питание рек и озер дождевое и снеговое, доля грунтового питания незначительна ввиду наличия многолетнемерзлых пород (ММП). Мощность ММП достигает 400 м. Сезонное протаивание ММП начинается в конце мая — начале июня и заканчивается в середине сентября — начале октября. Средняя глубина протаивания мерзлоты составляет 0,8–1,5 м. Характерно наличие сквозных и несквозных таликов под руслами рек, озер и ручьев. Из специфических форм мерзлотного рельефа часто встречаются бугры пучения, гряды, воронки и поля протаивания. Растительный мир очень скуден. Сухие водораздельные участки заняты карликовыми березами, кустарниками, мхами [2].

Климат района резко-континентальный, среднегодовая температура воздуха — + 6,9 °С. Средняя температура зимних месяцев от –25 до –28 °С. Абсолютный минимум –57 °С. Средняя температура летних месяцев от +6 до +9 °С, максимальная +31 °С. Годовое количество осадков составляет 350–400 мм, причем основная их доля приходится на летне-осенний период времени. Плотность населения на территории проведения работ крайне низкая, крупные населенные пункты отсутствуют, дорог почти нет.

Особенностью ликвидации ранее пробуренных поисково-разведочных скважин является их постепенная, растянутая во времени ликвидация в зависимости от степени опасности, выявленной в процессе технического освидетельствования этих скважин, проводимого ежегодно в летний период очень короткого полярного лета.

Скважины, подлежащие ликвидации, закончены строительством и находятся в консервации. По данным геофизических исследований (АКЦ), обсадные колонны зацементированы до устья. В эксплуатационных колоннах обычно установлены консервационные цементные мосты, но встречаются скважины, в которых по причине аварии их нижняя часть ликвидирована [3, 4].

Все поисково-разведочные скважины, подлежащие ликвидации, имеют свои индивидуальные особенности, и в первую очередь различные диаметры эксплуатационных колонн, начиная от 140 мм и заканчивая 219 мм, а также разную глубину их спуска. Поэтому их ликвидация должна проводиться по индивидуальным техническим проектам. В исключительных случаях, если скважины имеют идентичные геолого-технические условия, допускается осуществлять работы по общему групповому проекту [5]. При этом следует выбирать такие скважины, в которых геолого-технические параметры были бы схожими или приближались бы к общему знаменателю. Одним словом, нужно искать то, что может объединить скважины с разными условиями в единое целое.

Нами выбрана одна скважина, так называемая «средняя» скважина, условия которой в приближении могут подойти к группе скважин. Такой скважиной стала скважина с максимальным диаметром эксплуатационной колонны и с наибольшей глубиной спуска, при этом разница в глубинах спуска эксплуатационных колонн не превысила 400 м, что допустимо по требованиям нормативных документов Ростехнадзора [6, 7].

Конструкция «средней» скважины представляет собой (рисунок): кондуктор диаметром 426 мм, спущенный до глубины 400 м и зацементированный до устья; первую техническую колонну диаметром 299 мм, спущенную до глубины 1 230 м и зацементированную до устья; вторую техническую колонну диаметром 245/219 мм, спущенную до глубины 3 443 м и зацементированную до устья; составную эксплуатационную колонну диаметром 168/146/140 мм, спущенную до

глубины 3 598 м и зацементированную до устья. Устье обвязано колонной головкой ГК4х700, на которой размещена фонтанная арматура АФК6М-50х700.

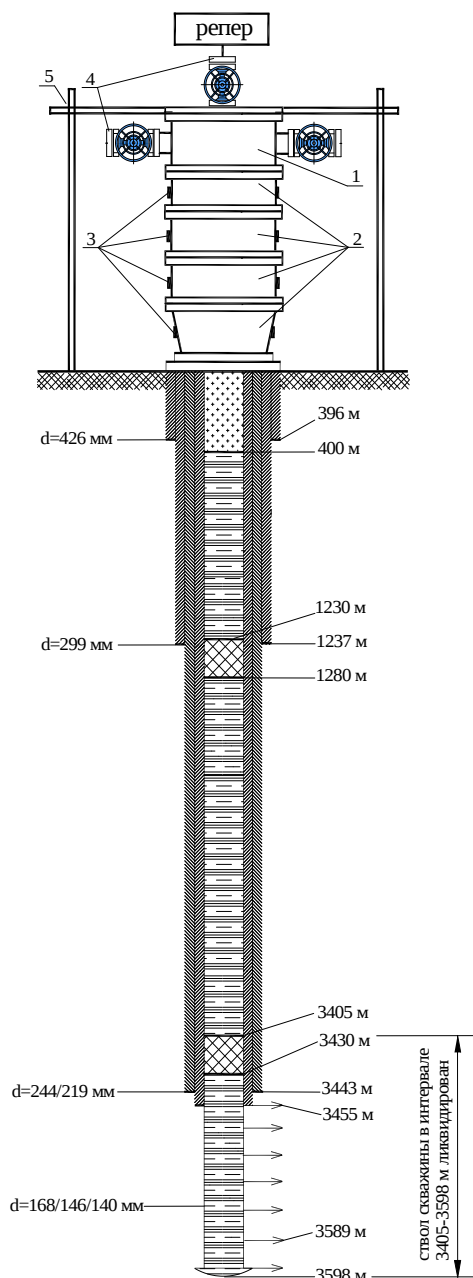


Рисунок. Конструкция «средней» скважины, подлежащей ликвидации:

- 1 — трубная головка фонтанной арматуры;
- 2 — многосекционная колонная головка;
- 3 — заглушка; 4 — глухой фланец;
- 5 — ограждение устья скважины

Скважина заполнена раствором хлорида кальция (CaCl_2), оставшимся после проведения работ по техническому освидетельствованию. Внутрискважинное оборудование и насосно-компрессорные трубы (НКТ) отсутствуют. Консервационные цементные мосты установлены в башмаках первой и второй технических колонн (1 230–1 280 м; 3 405–3 430 м). В интервале ММП скважина заполнена газоконденсатом (дизтопливом). Внутреннее избыточное давление на устье скважин отсутствует.

При выводе этой скважины из консервации необходимо проведение работ по ее техническому освидетельствованию геофизическими методами, по расконсервации и последующей ликвидации. Причем все работы можно проводить только в зимний период после того, как промерзнет поверхностный слой тундры, и установятся «зимники». Первоначально будет проведено растепление скважины с использованием комплекса оборудования для промывки скважин (КОПС). Затем будет демонтировано устьевое оборудование и разбурены все цементные мосты до забоя скважины. После этого будут установлены ликвидационные цементные мосты, а интервал залегания ММП заполнят незамерзающей жидкостью и в заключение будет оборудовано устье. В завершение будут проведены работы по рекультивации всей территории площадки, на которой находится скважина.

Причем работы на этих скважинах будут проводиться по индивидуальным планам, разработанным исполнителем работ, утвержденным главным инженером предприятия и согласованным с местными органами Ростехнадзора. При этом осно-

ванием для принятия окончательного решения на ликвидацию конкретной скважины являются результаты технического освидетельствования состояния скважины и оценки надежности используемой части ее крепи в процессе дальнейшей эксплуатации с оформлением необходимых документов: справки содержащей сведения об истории бурения, выкопировки из структурной карты, сведений о проекте на строительство скважины, подлежащей ликвидации и т. д.

В процессе ликвидации в скважину повторно спускаются НКТ до глубины установки верхнего цементного моста, проводится циркуляция раствора до выравнивания его плотности по всей глубине ствола (не менее 2 циклов). Скважина заполняется «свежеприготовленным» технологическим раствором. При необходимости проводится технологический отстой в течение 10–12 часов со стравливанием газовых шапок и доливом в затрубное пространство технологического раствора с последующей циркуляцией жидкости глушения в течение 2 циклов.

Затем разбуривается верхний цементный мост, и только после этого спускается НКТ до глубины установки нижнего цементного моста. Вновь проводится циркуляция жидкости глушения. Скважина заполняется «свежеприготовленным» раствором. При необходимости проводится очередной технологический отстой в течение 10–12 часов со стравливанием газовых шапок и доливом в затрубное пространство с последующей циркуляцией жидкости глушения в течение 2 циклов. После этого нижний цементный мост проверяется на прочность и герметичность. В случае его герметичности дальнейшие работы по его разбуриванию и достижению забоя проводить не обязательно.

Далее готовится свежий тампонажный раствор для установки нижнего ликвидационного цементного моста. Лучше всего его устанавливать в виде продолжения нижнего консервационного цементного моста, расположенного в интервале башмака второй технической колонны и признанного герметичным.

После окончания закачивания тампонажного состава в скважину проводится срезка «головы» цементного моста, НКТ приподнимается над мостом, и скважина оставляется на период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). В обязательном порядке необходимо проверить правильность установки нижнего ликвидационного цементного моста путем его гидравлической опрессовки на давление, не превышающее давления опрессовки эксплуатационной колонны, и разгрузкой колонны НКТ на величину 2–3 т.

Аналогичным образом устанавливается средний ликвидационный мост в башмаке первой технической колонны, а затем — верхний ликвидационный мост в башмаке кондуктора с соответствующей проверкой правильности их установки гидравлической опрессовкой и разгрузкой колонны НКТ на величину 2–3 т.

В интервале залегания ММП жидкость глушения, находящаяся там, заменяется на незамерзающую жидкость (обычно на дизельное топливо как наиболее доступное в труднодоступной местности производства работ), и из скважины извлекается НКТ.

Далее проводится демонтаж противовыбросового оборудования (ПВО), и с устья убирается передвижной подъемный агрегат, а вместо него устанавливается необходимое устьевое оборудование, и монтируются задавочные и временная факельная линии. В эксплуатационной колонне на глубине 3–10 м устанавливается глухая пробка, что позволяет без больших затрат перекрыть ствол ликвидируемой скважины. Пространство над глухой пробкой заполняется тампонажным раствором. Причем тампонажным раствором заполняются и внутренние полости колонной и трубной головок. На боковые отводы и верхний фланец трубной головки устанавливаются глухие фланцы [8].

На устье устанавливается репер с металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, наименование месторождения и предприятия-недропользователя, дату ликвидации скважины.

Следует помнить, что ликвидируемая скважина относится к опасному производственному объекту. На нем необходимо предусмотреть мероприятия по

предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, а также оценить степень риска возможных аварий.

Так как ликвидируемая скважина находится в удаленной местности, то она не категоризируется по гражданской обороне. Здесь нет объектов, подпадающих под действия защиты от опасностей, возникающих при проведении военных действий или вследствие этих действий, но есть объекты, связанные с технологическими процессами, способными поражать людей, наносить материальный ущерб, разрушительно действовать на окружающую среду в случае возникновения аварии.

Традиционно риск при ликвидации скважин рассматривается с точки зрения опасности потери контроля над скважиной и, соответственно, связывается с опасностью выброса пластового флюида в окружающую среду. В случае неконтролируемых выбросов пластовых флюидов появляется реальная угроза возникновения крупномасштабных аварий и осложнений, которые, в свою очередь, могут привести к чрезвычайным ситуациям на объекте.

Наиболее опасными последствиями аварии могут быть:

- открытое фонтанирование скважины;
- разрушение устья скважины под действием избыточного давления, что может привести к поражению людей и технологических объектов в радиусе действия разрушения.

В связи с тем, что при ликвидации скважин применение токсичных веществ чаще всего не предусматривается, такой показатель опасности, как выброс токсичных веществ, в этом случае не рассматривается.

В большинстве случаев основными факторами, влияющими на частоту возникновения аварий и их масштабов, являются нарушение режимов технологии производства, правил эксплуатации оборудования, машин и механизмов, низкая трудовая и технологическая дисциплина, несоблюдение мер безопасности, отсутствие должного надзора за состоянием оборудования.

Возникновение аварий, связанных с залповым выбросом опасного вещества и приводящих к возникновению чрезвычайной ситуации, обусловлено потерей герметичности или разрушением ПВО, участков задавочных и факельной линий и в нашем случае маловероятно.

Аварийная ситуация при истечении пластовых флюидов из скважины обычно отождествляется с неуправляемым выбросом в природную среду, в котором можно выделить три элемента:

- природное скопление в глубинном пласте,
- канал (участок ствола, обсадные или бурильные трубы),
- выходной участок (выходное сечение колонны или отвода, устьевое оборудование, кратер).

Продолжительность открытого фонтанирования зависит от геолого-технологических условий и эффективности мер по ликвидации аварии.

Анализ риска аварий проводится с целью идентификации опасности и оценки степени риска для отдельных лиц или группы людей, имущества или окружающей природной среды. Специфика работ по ликвидации скважин заключается в том, что работы проводятся в ранее пробуренных скважинах со спущенными и цементированными обсадными колоннами, снижающими или исключающими вероятность возникновения осложнений и аварий, связанных с геологическим разрезом, а также аварий, связанных с техническими причинами (сломом и оставлением элементов бурильной колонны на забое, прихватами).

Однако несмотря на то, что все работы проводятся в эксплуатационной колонне (обсаженном стволе), вероятность возникновения аварийной ситуации сохраняется и связана с наличием давления в продуктивном горизонте и снижением или потерей прочности и герметичности эксплуатационной колонны из-за коррозионного воздействия пластовых вод на крепь скважины.

Указанные причины способны привести к тяжелым последствиям, а именно к нефтегазопрооявлениям и открытому газовому фонтану при проведении работ по

закачиванию технологических жидкостей в скважину. Тем не менее анализ частоты и тяжести возникновения чрезвычайных ситуаций по месторождениям ОАО «Газпром» показал, что аварий, связанных с открытым газовым фонтаном при проведении работ по ликвидации скважин, не зафиксировано, поэтому работы по ликвидации скважин по частоте возникновения отказов относятся к категории «Д» — «Практически невероятный отказ», а по тяжести последствий — «Отказ с пренебрежительно малыми последствиями».

Выводы и рекомендации. Полнота и качество описанной в статье технологии ликвидации поисково-разведочных скважин, пробуренных достаточно длительное время тому назад, обеспечивает осуществление безаварийной работы в условиях удаленности и бездорожья Крайнего Севера.

Список литературы

1. Кустышев И. А. Повышение качества изоляционных работ при консервации и ликвидации газовых скважин / Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. — Защищена 2004. — Тюмень, 2004.
2. Криосфера нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал / Под общ. ред. Ю. К. Васильчука, Г. В. Крылова, Е. Е. Подборного. — Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз»; С-Пб.: Недра, 2006.
3. Кустышев А. В., Кустышев И. А. Консервация и ликвидация скважин на месторождениях Западной Сибири. — Тюмень: Вектор Бук, 2007. — 167 с.
4. Повышение качества изоляционных работ при консервации и ликвидации газовых скважин в условиях Крайнего Севера / Кустышев А. В., Щербич Н. Е., Кузнецов Р. Ю., Чинова Т. И., Ваганов Ю. В. // Обз. информ. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: ИРЦ Газпром, 2008. — 83 с.
5. СТО Газпром 2.3-3-120-2007 Руководство по разработке проекта на консервацию, расконсервацию и ликвидацию скважин. — М.: ИРЦ Газпром, 2007. — 90 с.
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» — М.: Ростехнадзор, 2013.
7. РД 08-492-02 Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов. — М.: ГУП «Нтц по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2002. — 31 с.
8. Пат. 2225500 РФ. Способ ликвидации скважин / А. В. Кустышев, И. А. Кустышев, Г. И. Облеков и др. — № 2002112404; Заяв. 08.05.02; Оpubл. 10.03.04; Бюл № 7.

Сведения об авторе

Кустышев Игорь Александрович, к. т. н., главный специалист ООО «ТюменНИИгипрогаз», доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел. 8(3452)286856, e-mail: kustishev@tngg.ru

Kustyshev I. A., Candidate of Technical Science, chief specialist of LLC «TyumenNIIGiprogaз», associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)286856, e-mail: kustishev@tngg.ru

УДК 622.245

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОСТАВОВ БИОПОЛИМЕРНЫХ ИНГИБИРОВАННЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ PERFECTION OF COMPOSITIONS OF BIOPOLYMER INHIBITED SOLUTIONS FOR PRODUCTIVE FORMATIONS DRILLING-IN

В. П. Овчинников, И. Г. Яковлев, А. В. Сири

V. P. Ovchinnikov, I. G. Yakovlev, A. V. Sirin

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: *формат натрия, биополимерный раствор, вскрытие продуктивных пластов*
Key words: *well completion, sodium formate, biopolymer drilling mud*

В последние годы значительная часть эксплуатируемых месторождений нефти и газа в традиционных районах нефтегазодобычи уже исчерпывает свои ресурсы. Поэтому активно проводится бурение новых скважин на трудноизвлекаемые запасы нефти и газа, а также вкладываются значительные финансовые ресурсы в фор-