

О надежности ликвидации скважин, выполнивших свое назначение.

В нефтегазовой промышленности все скважины, пробуренные с целью разведки или разработки месторождений нефти и газа и для других целей, являются потенциально опасными промышленными объектами и по мере выполнения своего назначения подлежат ликвидации [1].

Под ликвидацией скважины обычно подразумевается определенный комплекс изоляционно-ликвидационных и восстановительных работ направленный на обеспечение промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды [1,2].

Ликвидация скважин необходима для предотвращения негативных последствий возможных межпластовых перетоков (МПП), результатами которых могут быть МКД, грифоны и фонтаны, вызванные старением и разрушением, с течением времени, цементного камня и обсадных колонн. Это объясняется тем, что во время бурения скважиной одновременно вскрываются и контактируют между собой горные отложения, с различным пластовым давлением и содержащие различные по составу пластовые воды, углеводороды, агрессивные компоненты H_2S , CO_2 и другие составляющие.

Поэтому при негерметичности крепи или разгерметизации конструкции скважины (РКС) в целом, нарушается существующий природный баланс раздельного залегания различных флюидосодержащих комплексов горных пород, в связи с чем появляется возможность межпластовых перетоков подземных жидкостей и газов и миграции их на поверхность, которые приводят к возникновению устьевых межколонных давлений.

Из этого следует, что основной задачей при ликвидации скважин является восстановление естественной разобщенности горных пород, нарушенной в процессе бурения и исключаящей МПП флюидов и выходу их на поверхность.

Известно, что МПП возникают, в основном, в заколонном и приствольном пространствах скважины, а для их возникновения необходимо наличие каналов фильтрации и перепад давления или источник подвижных флюидов (газа, конденсата, нефти и пр.) плотностью меньше воды. При этом необходимо отметить, что одним из основных признаков МПП, особенно в ликвидированных скважинах, является наличие на устье скважины МКД.

Как правило, направление МПП зависит от расположения зоны пониженного давления относительно проницаемого флюидонасыщенного пласта. Обычно в процессе бурения и эксплуатации скважин наблюдается переток из нижележащих горизонтов в горизонты расположенные ближе к дневной поверхности. Исключение составляют геологические условия с аномальными пластовыми давлениями.

На наш взгляд, в заколонном и в приствольном пространствах скважин можно выделить несколько зон (см. рис. 1,2) по которым происходит межпластовый переток, это общепринятые [3]:

- контакт цементного кольца со стенками скважин;
- контакт цементного кольца со стенками колонны;
- трещины и нарушения сплошности цементного кольца;

и малоизученные:

- околоствольные микротрещины, образующиеся в процессе бурения за счет вибромеханического разрушения горных пород и их деформации;
- первоначальные аварийные стволы, необсаженные и качественно не зацементированные, длина которых может составлять от десятков – сотен до нескольких тысяч метров;
- различные комбинации изученных техногенных зон с природными факторами, такими как тектонические нарушения, карстовые явления и пр. др.

Каналы для МПП в каждом конкретном случае может иметь каждая из вышеуказанных зон в отдельности или различные сочетания этих зон, не исключая одновременного их проявления. Оценить заколонные перетоки в количественном выражении крайне проблематично из-за отсутствия в настоящее время достоверных методов и способов их определения.

По существующие и наиболее используемым косвенным методам ГИС (термометрия, АК и др.) возможно определить лишь качественную характеристику процесса.

Из анализа научно-технической литературы и практических публикаций следует, что в зависимости от площади сечения существующих каналов в прискважинных зонах, их длины и перепада давления между изолируемыми пластами, оценочные перетоки по жидкости могут составлять от 0,5 до 500 м³/сут. По газу эти величины варьируют в пределах от нескольких единиц до 500 тыс. и более м³/сут.

Проблема МПП и МКД в эксплуатационных и ликвидированных скважинах широко распространена во всем мире и не всегда зависит от условий конкретного нефтяного или газового месторождения. Количество скважин с МПП и МКД, в том числе и ликвидированных, зависит только от их возраста и сроков разработки месторождения или ПХГ.

Так, например, по данным Службы Управления минеральными Ресурсами США 11 000 из 14 000 добывающих скважин в Мексиканском заливе имеют межколонные давления газа, что составляет около 80 % добывающих скважин [4].

В настоящее время в России, по данным министерства природных ресурсов, насчитывается около 150 тысяч нефтяных и газовых скважин, однако количество «больных»

имеющих МКД, МПП и другие осложнения точно неизвестно. Об этом можно судить по целому ряду информации и публикаций, появившихся в последние годы. Так, в результате длительного срока эксплуатации Щелковского подземного хранилища газа (ПХГ), в коллекторах, расположенных выше искусственной залежи сформировались техногенные скопления газа, объемы которого могут достигать 800 млн. м³. На недавно введенном в разработку Заполярном НГКМ более 50 %, а на Южно-Русском месторождении около 80% газовых скважин имеют различные по абсолютной величине межколонные давления (МКД), связанные с межколонными перетоками флюидов. Практически на всех газовых месторождениях, в том числе Астраханском и других Прикаспийского региона, многие скважины работают при наличии МКД на устье. Скважины ПХГ также имеют МКД и другие осложнения. Наряду с МКД на некоторых скважинах наблюдаются заколонные перетоки.

Имеется не один десяток примеров экологических катастроф связанных с брошенными, законсервированными и ликвидированными по действующим нормативным документам скважинами, приведших к образованию грифонов, поверхностных разливов и открытых фонтанов в различных нефтегазодобывающих районах России на ликвидацию последствий которых потребовалось длительное время и огромные финансовые затраты.

Из вышеизложенного следует, что для надежной (качественной) ликвидации скважины при проведении изоляционных работ **основное внимание должно уделяться заколонному и приствольному пространствам скважины.**

Что же происходит на самом деле?

Ликвидация скважин в Российской Федерации проводится согласно действующей «Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов» (РД 08-492-02). Анализ данной инструкции с позиции современных требований к охране недр и окружающей среды, а так же представлений о герметичности конструкции скважины во времени, наряду с позитивными положениями, позволяет выделить ряд ее существенных недостатков. К основным недостаткам на наш взгляд можно отнести то, что в ней:

- не регламентированы работы в заколонном и приствольном пространствах по ликвидации существующих и предотвращения возможных в будущем МПП и их негативных последствий (МКД, грифоны и пр. др.) хотя запретительный пункт (2. 2.1.5) имеется;

- не учтены некоторые геолого-технические факторы, в том числе наличие аварийных стволов-дублеров, тектонических нарушений, химическая агрессивность пластовых флюидов и самих горных пород и пр. др.;

- не предусмотрено создание противодействия на ликвидационные мосты и обсадные колонны аналогичное горному;
- не предусмотрена принудительная глубинная кольматация продуктивных пластов;
- предусмотрено использование гидравлической опрессовки при определении герметичности цементных мостов.

Кроме того инструкцией не учтено, возможно самое главное, – это разрушение цементного камня и обсадных колонн во времени с неизбежной потерей герметичности всей конструкции скважины.

Согласно данной инструкции основной технологической операцией при ликвидации скважины является установка цементных мостов в обсадных колоннах с заполнением пространства между ними буровым раствором, **которая не позволяет предотвратить МПП за обсадными колоннами.** При этом в инструкции просматривается допущение, что наличие цементного камня за колонной (колоннами) гарантирует герметичность крепи на неопределенно долгий срок.

Рассмотрим, к чему могут привести некоторые положения данной инструкции.

Известно, что при гидравлических опрессовках, помимо возможного в некоторых случаях удлинения эксплуатационной или иной колонны (эффект висячей колонны), происходит увеличение ее диаметра, обусловленное упругими свойствами металла.

Резкое разнополюсное изменение диаметра колонны, характерное для гидроиспытаний, нарушает прочность сцепления цемента с металлической поверхностью внутри и за колонной, что приводит к образованию микротрещин в тампонажном камне, которые являются каналами движения пластовых флюидов [5,6].

Заполнение ствола ликвидируемой скважины буровым раствором (технологической жидкостью) плотностью как правило меньше плотности горных пород не позволяет создать необходимого, аналогичного горному, противодействия на установленные мосты и внутреннюю поверхность обсадной колонны. Известно, что коллоидные растворы, которыми являются буровые, не стабильны во времени и расслаиваются на нерастворимую фазу (осадок) и жидкую, имеющую плотность намного ниже плотности исходного бурового раствора и не обеспечивающую, таким образом, необходимого противодействия на пласты. Со временем, помимо потери герметичности, неизбежны разрушения тела колонн, в том числе напротив или выше существующих источников подвижных пластовых флюидов, или тех, что сформируются в более позднее время. Поэтому помимо смятия ко-

лонн, данные процессы могут привести к МПП и прорыву пластовых флюидов на поверхность, особенно при наличии в разрезе скважины комплекса горных пород с АВПД [6].

По статистике каждая восьмая построенная скважина имеет от одного до двух и более аварийных стволов. При этом незаконченные, как правило не обсаженные и качественно не зацементированные аварийные стволы, длина которых может составлять от десятков до нескольких тысяч метров, являются отличными проводящими каналами, обеспечивающими возникновение МКД, МПП с возможным неконтролируемым выходом флюидов на поверхность. Аварийная ситуация резко осложняется при вскрытии аварийным стволом явного источника МПП (линзообразные скопления углеводородов, водоносные пласты с большим количеством растворенного газа, рапоносные интервалы, продуктивные пласты и пр. др. с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) [5].

Согласно данной инструкции, при ликвидации скважин с эксплуатационной колонной или без нее, изоляция продуктивных пластов, в том числе содержащих агрессивные компоненты H_2S и CO_2 регламентируется путем установки цементного моста по всей его мощности и ниже и выше до 20-100 м. Однако из зарубежной и отечественной практики известно, что в процессе эксплуатации в призабойной зоне происходит разрушение пласта-коллектора обусловленное в том числе и за счет многократных физико-химических обработок по увеличению дебита. При этом в породе образуются пустоты, каверны, макро и микротрещины различной направленности, в том числе и вертикальные, и протяженностью до нескольких десятков метров и более. При этом известно, что тонкость помола портландцементов и реологические параметры, общеизвестных используемых до настоящего времени на их основе растворов, не позволяют, из-за низкой проникающей способности, надежно изолировать низкопроницаемые продуктивные пласты, что в дальнейшем может привести к возникновению МПП по пристволевой зоне скважины. **Из этого следует, что простой установкой моста на цементном растворе добиться надежной изоляции продуктивного коллектора не представляется возможным.**

Наличие АВПД, а также обсадной колонны (колонн) только усугубляет положение, так как в данном случае не достигается герметизация заколонного пространства, как было изложено выше, в заколонном и пристволевом пространствах, всегда имеются или образуются во времени каналы для фильтрации пластовых флюидов.

Учитывая вышеизложенное становится понятным почему возникают экологические катастрофы связанные с давно ликвидированными скважинами, а многочисленным скважинам после ликвидационных работ, проведенных согласно РД 08-492-02, уже через небольшой промежуток времени требуется переликвидация, влекущая за собой увеличенные дополнительные затраты. Очевидным становится и то, что такой подход не приемлем

для ликвидации скважин в геологическом времени, особенно для месторождений, в разрезе пород которых имеются залежи углеводородов с агрессивными компонентами H_2S и CO_2 , а также имеющих АВПД.

На наш взгляд, с учетом уровня развития техники и технологии, наиболее оптимальным техническим решением для ликвидации скважин является восстановление разобщенности слагающих осадочный чехол комплексов горных пород друг от друга, нарушенной в процессе бурения. Этого можно достигнуть путем создания системы естественных (за счет ползучести пород) или искусственных (за счет тампонажного материала) флюидоупорных покрышек и изоляционных тампонажных экранов, которая позволит ликвидировать скважины с соблюдением требований законов и правил об охране недр и окружающей среды.

Выводы

Действующая «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов» РД 08-492-02 не в полной мере удовлетворяет возросшим за последние годы требованиям и по охране недр и окружающей среды, а так же современному представлению о герметичности конструкции скважин во времени. Назрела необходимость внесения в нее существенных поправок, дополнений и изменений, связанных с работами за колонным пространством, целью которых должна быть ликвидация существующих и предотвращение возможных в дальнейшем МПП.

Рекомендации

1. Для повышения надежности изоляции продуктивных пластов, особенно содержащих агрессивные компоненты H_2S и CO_2 , а также с АВПД, перед установкой ликвидационных мостов, необходимо проводить их принудительную глубинную кольматацию.

2. Для предотвращения перетоков флюидов из продуктивных пластов необходимо восстанавливать герметичность, нарушенную в процессе строительства скважины, залегающей выше него и в непосредственной близости породы-покрышки (например, согласно способам приведенным в патентах РФ №№ 2074308, 2154150, 2168607 и 2283942).

3. Для повышения надежности ликвидации скважины и создания противодействия на мосты и стенки обсадных колонн, колонное пространство между цементными мостами необходимо заполнять стабильными вязко-пластичными или отверждаемыми составами плотностью равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной и обладающих флюидоупорными свойствами.

Литература

1. «Инструкция о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с пользованием недрами» РД 07-291-99, Москва, 1999 г.;
2. «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов» РД 08-492-02, Москва, 2002 г.;
3. Сутягин В. В. «Снижение проницаемости межпластовой изоляции в скважинах», Москва, Недра, 1989 г.;
4. Сверхоблегченные цементные растворы с улучшенными характеристиками камня. Результаты проекта Cementing Solutions Inc. (CSI)
5. Белоусов Г. А., Скориков Б. М., Майгуров И. В., Пономаренко Д. В., Журавлев С. Р. (ООО «Лукойл-Волгоград НИПИморнефть», ЗАО «Октопус») «О трещиностойкости цементного камня и нарушения герметичности межколонного пространства на скважинах АГКМ», Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, № 7, 2004 г., стр. 35-39.;
6. Пономаренко Д. В., Журавлев С. Р., Фатихов В. А.,

Кондратьев Д. В.

 Хайловский В. Н., «Выбор перспективных технологий ликвидации скважин и ликвидации межколонных давлений для проведения опытно-промышленных работ» Этап II «Существующее положение и пути развития технологии ликвидации скважин, выполнивших свое назначение», Волжский, 2004.;
6. Патент РФ № 2074308 (04.07.94 г.);
7. Патент РФ № 2154150 (10.08.2000 г.);
8. Патент РФ № 2168607 (06.10.2001 г.);
9. Патент РФ № 2283942 (20.09.2006 г.);

Перечень принятых сокращений:

АВПД – аномально-высокое пластовой давление;

МПП – межпластовые перетоки;

МКД – межколонное давление;

ПХГ – подземное хранилище газа;

РКС – рагерметизация конструкции скважины.