



УДК 622.279.7

ОЦЕНКА УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ВОЗМОЖНЫЕ РИСКИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

SAFETY LEVEL ASSESSMENT AND POSSIBLE RISKS WHEN OPERATING WELLS WITH INTER-COLUMN PRESSURE

Гасумов Рамиз Алиевич

д-р техн. наук, профессор,
заслуженный деятель науки РФ,
академик РАЕН, генеральный директор,
АО «Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов»
r.gasumov@yandex.ru

Гасумов Эльдар Рамизович

кандидат экономических наук, доцент,
Азербайджанский Университет
нефти и промышленности

Аннотация. В работе рассмотрены результаты проведенных работ по составлению схемы обеспечения безопасности эксплуатации скважин с межколонными давлениями. Изложены результаты контроля и анализа факторов опасности межколонных проявлений и факторов уязвимости скважин и объектов окружающей среды, сочетание которых и определяет риск возникновения аварий, инцидентов и нежелательных событий. Предложено единая система требований к обеспечению безопасной эксплуатации скважин с межколонными проявлениями. Изложены основные требования к организации контроля скважин с целью выявления межколонных проявлений, к изучению межколонных проявлений и техническому диагностированию скважин, критерии и порядок оценки безопасности скважин с межколонными проявлениями, рекомендации по эксплуатации скважин. Рассмотрены меры риска в качестве оценки безопасности эксплуатируемой скважины. Проведена оценка безопасности скважин с межколонными проявлениями на основании оценки степени опасности межколонных проявлений и степени уязвимости скважины и объектов окружающей среды. Уровень безопасности оценивается по принципу пересечения этих событий и количественно выражается коэффициентом риска аварии.

Ключевые слова: скважина, межколонные давление, показатели опасности, показатели уязвимости, промышленная безопасность, эксплуатация скважин.

Gasumov Ramiz Aliевич

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Honored Scientist of the Russian Federation,
Member of the Russian Academy of Natural
Sciences, General Director,
Director General,
JSC «North-Caucasus Research
Design Institute of Natural Gases»
r.gasumov@yandex.ru

Gasumov Eldar Ramizovich

Candidate of Economic Sciences,
Azerbaijan State University of
Oil and Industry

Annotation. The paper considers the results of the work carried out to draw up a safety scheme for the operation of wells with annular pressures. The results of monitoring and analyzing the risk factors of annular manifestations and vulnerability factors of wells and environmental objects, the combination of which determines the risk of accidents, incidents and undesirable events, are presented. A unified system of requirements for ensuring the safe operation of wells with annular manifestations is proposed. The basic requirements for the organization of well control in order to identify annular manifestations, for the study of annular manifestations and technical diagnostics of wells, criteria and procedure for assessing the safety of wells with annular manifestations, recommendations for well operation are stated. Risk measures are considered as an assessment of the safety of an operating well. The safety assessment of wells with annular manifestations was carried out on the basis of an assessment of the degree of danger of annular manifestations and the degree of vulnerability of the well and environmental objects. The safety level is assessed by the principle of intersection of these events and is quantitatively expressed by the accident risk factor.

Keywords: well, annular pressure, hazard indicators, vulnerability indicators, industrial safety, well operation.

Практический опыт разработки месторождений углеводородов (УВ) показывает, что значительное количество газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин имеют межколонные давления, возникающие в результате нарушения герметичности межколонного и заколонного пространств. При этом с увеличением продолжительности эксплуатации месторождений количество таких скважин, как правило, возрастает. В большинстве случаев контролируемые межколонные проявления (МКП) не представляют реальной угрозы, но при определенных условиях могут привести к возникновению аварий, образованию техногенных залежей и грифонов [1, 2].

Ремонтные работы по ликвидации МКП, в основном, нерезультативны или дают кратковременный эффект. Поэтому целесообразно продолжать эксплуатацию таких скважин, обеспечив при этом приемлемый уровень безопасности. В большинстве случаев контролируемые МКП не представляют значительной реальной угрозы. Но при определенных условиях эксплуатация скважин с межколонными давлениями (МКД) может привести к различным техническим и технологическим осложнениям. Их доля от фонда скважин на различных месторождениях в некоторых случаях достигает до 60 % [1, 2].



В общем обязательными и необходимыми условиями, приводящими к возникновению давления в межколонном пространстве, являются такие факторы, как наличие источника давления и его гидродинамической связи с устьем скважины, а также герметичность ее приустьевой части. Основными нормативными документами для поддержания стабильной эксплуатации скважин являются государственные и отраслевые нормативные документы [3–5, 6].

Особое внимание уделяется скважинам вскрывших пласты, содержащие в продукции агрессивных компонентов, где при обнаружении давления в МКП эксплуатация объекта должны быть прекращена. Решение о дальнейшей эксплуатации скважины принимается пользователем недр на основании результатов исследований и принятию мер по выявлению и устранению причин возникновения межколонного давления.

Используемые в практике нормативные документы определяет комплекс работ, позволяющий на основе результатов проведенных газодинамических, гидрогеохимических исследований и барических наблюдений с последующей классификацией кривых накопления давления и интерпретацией полученных данных совместно с фактическим материалом на стадии строительства скважин, устанавливать причины возникновения МКП и их источники [6–9].

Результаты анализа промысловых материалов показывает, что общими для всех месторождений УВ причинами возникновения МКП являются: горно-геологические, технологические, технические, организационные и др. При этом МКП большей частью связаны с негерметичностью эксплуатационных колонн и (или) образованием флюидопроводящих каналов в цементном камне. Рассмотренные выше факторы, влияющие на герметичность скважины в комплексе или по отдельности, приводят к возникновению МКП и их отрицательного воздействия на окружающую среду и человека [10].

В настоящее время существует ряд технико-технологических способов предупреждения и ликвидации МКП на стадии эксплуатации скважин. При этом работы по ликвидации межколонных проявлений должны быть направлены на прекращение и предупреждение проникновения пластового флюида в межколонное пространство скважины из затрубья по нарушениям герметичности в эксплуатационной колонне или из пласта по трещинам в цементном кольце. При этом нередко целесообразно продолжать эксплуатацию скважин с МКД, обеспечив при этом приемлемый уровень безопасности. С этой целью необходимо создание схемы обеспечения безопасности скважин, в основе которой должны использоваться результаты контроля и анализа факторов опасности МКП и факторов уязвимости скважин. Очевидна необходимость формирования единой системы требований по безопасности при эксплуатации скважин с МКП на месторождениях УВ. Поэтому определение уровня безопасности эксплуатации таких объектов имеет огромное значение для добывающих предприятий [1].

В настоящее время имеется ряд нормативных документов, в которых даются несколько определенных и рассмотрены вопросы безопасности эксплуатации различных опасных производственных объектов (ОПО). Так в методических рекомендациях под безопасностью объекта понимается «свойство объекта, позволяющее обеспечивать защиту жизни, здоровья и интересов человека, окружающей среды и объектов экономики на основе реализации мер по предупреждению аварийных состояний и аварий» [11, 12].

Предложенное нами методике безопасность скважины с МКП определяется, как свойство скважины сохранять функции по обеспечению герметичности и обеспечивать защиту жизни, здоровья и интересов человека и объектов окружающей среды на основе реализации мер по предупреждению аварий и осложнений.

Критериями безопасности скважины с МКД являются предельные значения показателей МКП, технического состояния и условий эксплуатации скважины, соответствующие допустимому уровню риска и рассчитанные для конкретной скважины. Эксплуатация скважин с МКП определяется в соответствии с результатами оценки безопасности, которая проводится для каждой скважины с МКД. Оценка безопасности эксплуатации скважин основывается на результатах контроля и анализа факторов безопасности, существенных для скважин с МКП и является регламентированной процедурой подтверждения отсутствия недопустимого риска, связанного с МКД. Под факторами безопасности понимается сочетание показателей опасности и уязвимости, количественные характеристики которых определяют вероятностью (риск) возникновения аварий, инцидентов и нежелательных событий, вызванных воздействием МКП на скважину, людей и объекты окружающей среды [12].

Основной целью оценки безопасности скважин с МКП является обоснование решения о возможности (невозможности) их дальнейшей эксплуатации. В круг задач этой оценки входят:

- уточнение информации об основных опасностях и угрозах, провоцируемых МКП на конкретной скважине;
- обоснование и повышение эффективности мероприятий, по обеспечению безопасности скважин с МКП;
- расстановка приоритетов при направлении имеющихся в эксплуатирующей организации ресурсов на техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт скважин с МКП с целью оптимального распределения средств по скважинам в соответствии с уровнем их безопасности;
- определение эффекта от изменения в приемах практической работы и технического обслуживания фонда скважин, направленных на обеспечение безопасности скважин с МКП;
- подготовка персонала, осуществляющего эксплуатацию и ремонт скважин с МКП;



– обеспечение исходными данными разрабатываемой и совершенствуемой нормативно-технической документации по эксплуатации, техническому обслуживанию, контролю и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Исходными данными для проведения оценки безопасности эксплуатации скважин с МКД являются: параметры МКП, полученные в результате их диагностики (показатели опасности); результаты технического диагностирования скважин с МКП и условия эксплуатации скважин (показатели уязвимости); критерии предельных состояний скважин с МКП.

Результаты оценки безопасности используются при принятии ряда управленческих решений по скважинам с МКП, таких как:

- продолжение эксплуатации скважины в текущем режиме и мониторингом параметров МКП на срок до повторного проведения оценки безопасности;
- проведение компенсирующих мероприятий, направленных на уменьшение опасности и (или) уязвимости, с последующей повторной оценкой безопасности;
- проведение ремонтных работ по ликвидации МКП с последующим вводом скважины в эксплуатацию и проведением повторной оценки безопасности;
- проведение ремонтных работ по ликвидации МКП с последующей ликвидацией скважины;
- ликвидация скважины с включением работ по ликвидации МКП в состав проекта ликвидационных работ.

Определено, что риск аварии на скважине с МКД является вероятностью возникновения аварии на скважине, определяемая сочетанием степени опасности МКП и степени уязвимости скважины и объектов окружающей среды [14].

Как уже отметили выше, риск аварии возникает только в области пересечения опасности с объектом, а при воздействии опасности на объект возникает его реакция на это воздействие (уязвимость). Таким образом, риск аварии является производной опасности и уязвимости объекта. Графически рассматриваемые соотношения представлены на рисунке 1. Опасность МКП представляет способность межколонного флюида воздействовать на крепь скважины, нарушать ее работоспособное состояние, наносить вред окружающей среде, приводить к возникновению аварий.

Наиболее приемлемым показателем для работы является количественная оценка опасности, при проведении которой следует иметь в виду, что этот показатель является достаточно сложной функцией многих переменных – факторов. Для получения количественной характеристики указанного понятия необходимо определить полный набор таких факторов, объединение которых по совокупностям называется показателем опасности. Показателями опасности является совокупность факторов, характеризующих опасность межколонного проявления.

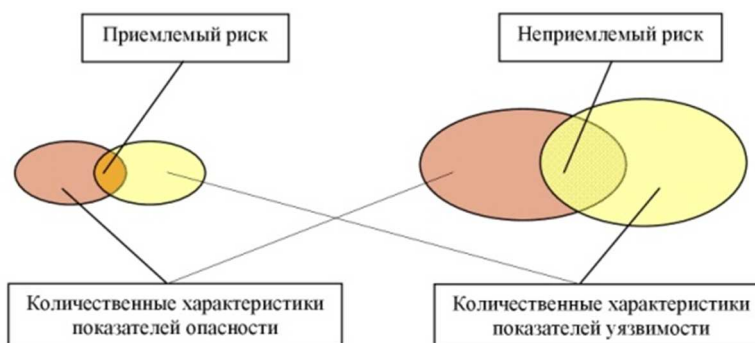


Рисунок 1 – Схема формирования риска от внешней опасности

При оценке опасности необходимо проведение идентификации опасностей аварии, являющейся процессом выявления и признания, что опасности аварии на опасном производственном объекте, которым относятся скважина, существуют, и определения их характеристик [11, 14].

Опасность МКП оценивается по интегральному коэффициенту опасности, учитывающему различные механизмы негативного воздействия межколонного флюида. Интегральная опасность МКП оценивается для каждого межколонного пространства. Опасность МКП определяется по следующим характеристикам, выступающим в роли показателей опасности: величина МКД; коррозионная агрессивность межколонного флюида; энергоемкостная характеристика МКП. Степень опасности по каждому из показателей устанавливается отдельно на том или ином уровне на основании результатов диагностики МКП и экспертных оценок. Степень опасности по каждому показателю принимается по худшему из соответствующих отличительных признаков.

В зависимости от величин показателей строится градация по степеням опасности. Такой подход позволяет работать уже с достаточно ограниченным числом переменных и выполнять количественную оценку, которую можно назвать интегральной.



Степень опасности, вызванной воздействием МКД на крепь и устьевое оборудование скважины, оценивается в зависимости от величины предельного давления, рассчитанного для данного МКП.

Анализ имеющихся нормативных документов и практический опыт позволил провести градацию степени опасности аварии на три группы – малую, среднюю и большую, согласно величинам МКД (табл. 1).

Как видно из приведенной таблицы величина МКД не должна достигать значений предельно допустимого давления рассматриваемого межколонного пространства. При невозможности поддерживать МКД на уровнях, ниже предельно допустимых значений, скважина должна быть остановлена на капитальный ремонт.

Таблица 1 – Степень опасности по величине МКД

Степень опасности	Код	Отличительный признак
Малая	1	$\frac{P_{МК}}{[P_{МК}]} \leq 0,3$, где $P_{МК}$ – величина межколонного давления; $[P_{МК}]$ – величина предельно допустимого давления для рассматриваемого межколонного пространства
Средняя	2	$0,3 < \frac{P_{МК}}{[P_{МК}]} \leq 0,7$
Большая	3	$0,7 < \frac{P_{МК}}{[P_{МК}]} < 1,0$

Предельно допустимые значения МКД должны быть ниже давления смятия эксплуатационной (внутренней) колонны, критического внутреннего давления промежуточной (внешней) колонны, при котором происходит ее разрыв, давления гидравлического разрыва (ГРП) пластов в интервале башмака промежуточной колонны. Величина предельно допустимого МКД определяется расчетным путем для каждого межколонного пространства [15].

Возможность эксплуатации скважин с МКП определяется параметрами межколонных газопроявлений, одним из которых является величина МКД. Ее предельное значение определяется из условий сохранения целостности обсадных труб и исключения возможности разрыва пород или насыщения проницаемых горизонтов, перекрытых внешней обсадной колонной. По величине МКД в МКП скважины распределяются на три группы по степени опасности для дальнейшей эксплуатации. Объекты, отнесенные к третьей наиболее опасной группе, в которых давление в закрытом МКП больше давления ГРП на глубине башмака внешней колонны данного МКП, подлежат переводу в капитальный ремонт скважин (КРС). Также переводу в КРС подлежат все скважины, по результатам исследований которых выявлены перетоки газа, формирующие техногенную залежь, где предельно допустимое МКД представляет давление ГРП [1].

Предельно допустимое межколонное давление в МКП скважин в любом регионе не должно превышать давления, которое не обеспечивает целостность обсадных колон и приводит к ГРП.

Все стальные конструкции скважин подвержены в той или иной степени воздействию коррозии независимо от условий их эксплуатации. Все они подлежат защите от коррозии в течение всего срока службы.

Основным показателем агрессивности сред и устойчивости материалов к коррозии является скорость коррозии, величина которой служит определяющим критерием для выбора методов противокоррозионной защиты и расчета коррозионных допусков. В большинстве случаев скорость коррозии определяется теоретическим или опытным путем.

В межколонных пространствах опытные замеры скорости коррозии возможны лишь с внутренней стороны эксплуатационной колонны. В остальных случаях такие измерения невозможны из-за заполнения пространств цементом, что в полной мере относится и к заколонному пространству. Степень агрессивного воздействия промысловых сред на оборудование определяется составом и давлением газовых сред, наличием и составом жидких сред, температурой, режимом течения и наличием механических примесей в движущихся средах. Агрессивность безводной фазы невысока и не требует проведения противокоррозионных мероприятий. Степень опасности, вызванной коррозионной агрессивностью флюида, находящегося в межколонном пространстве, определяется также в зависимости от его физико-химического состава и парциального давления агрессивных компонентов [14–16].

При высокой скорости коррозии и предельных значениях параметров коррозионной агрессивности среды необходимо применение ингибиторной защиты оборудования. Коррозионную агрессивность промысловых сред определяют по содержанию в них агрессивных газов по таблице 2. Высокая степень коррозионной опасности возникает при присутствии в скважинном оборудовании водной фазы, наличие которой приводит к протеканию коррозионного процесса по электрохимическому механизму. При этом агрессивность водных фаз оценивается не ниже средней степени по содержанию агрессивных компонентов в газовой фазе (табл. 2), в равновесии которой находятся жидкие фазы. Если разные части объекта подвержены действию многокомпонентных сред с различной степенью агрессивности, то степень агрессивного воздействия для всей конструкции принимается равной наиболее агрессивной [13–16].



Таблица 2 – Степень агрессивности газовых сред

Газ	Давление парциальное, МПа	Степень агрессивности	Противокоррозионные мероприятия
Сероводород	Менее 0,00015	Средняя	Коррозионный мониторинг
	Свыше 0,00015	Высокая	Коррозионный мониторинг, применение ингибиторов коррозии
Диоксид углерода	Менее 0,05	Низкая	–
	От 0,05 до 0,2	Средняя	Коррозионный мониторинг
	0,2 и выше	Высокая	Коррозионный мониторинг, применение ингибиторов коррозии

Для межколонного и заколонного пространств, степень коррозионной опасности также определяется величиной коррозионной агрессивности флюида, заполняющего имеющиеся полости и вступающего в контакт с обсадными колоннами. Отличительные признаки межколонного флюида, имеющего различную степень опасности, соответствуют значениям параметров коррозионной агрессивности промысловых сред.

Степень опасности, вызванная коррозионной агрессивностью межколонного флюида, оценивается в зависимости от его физико-химического состава и парциального давления агрессивных компонентов, в соответствии с признаками (табл. 2).

Степень опасности, обусловленная энергоемкостными характеристиками МКП, оценивается в зависимости от результатов стравливания и восстановления давления в межколонном пространстве, в соответствии с признаками, указывающей степень опасности: отсутствует, малая, средняя, большая. Исходя из этого энергоемкостные характеристики степени опасности возникновения аварии на скважине подразделяются на четыре группы, отличающихся друг от друга временем стравливания межколонного флюида, наличием его истечения из МКП, временем восстановления МКД и расходом межколонного флюида при его стравливании. Таким образом, степень опасности по рассматриваемым показателям, в принципе, является функцией времени стравливания и дебита флюида из межколонного пространства.

Вне зависимости от параметров МКП запрещается эксплуатация скважин, имеющих предельные показатели технического состояния конструктивных элементов, подверженных воздействию МКД, а также критические параметры межколонных проявлений, выявленных в процессе проведения диагностирования межколонных проявлений и технического диагностирования скважины.

При проведении оценки возможности возникновения аварийных ситуаций на скважинах с МКД, к которым относятся скважины с МКП, необходимо учитывать не только воздействие на них опасных процессов, но и реакцию объектов на это воздействие, т.е. уязвимость. Уязвимость – это свойство элементов скважины терять способность к выполнению заданных функций и возможность попадания людей и объектов окружающей среды под негативное воздействие МКП.

Степень уязвимости скважин определяется их восприимчивостью к воздействию факторов опасности. Уязвимость является достаточно сложной функцией многих факторов. Поэтому для получения количественных характеристик указанного понятия необходимо определить полный набор таких факторов. Их объединение по совокупностям, характеризующим уязвимость при возможной опасности межколонного проявления, является показателями уязвимости. В зависимости от величин показателей строится градация по степеням уязвимости, что позволяет работать уже с достаточно ограниченным числом переменных и выполнять количественную оценку, которая называется интегральной. Уязвимость скважины может быть определена по следующим показателям: техническое состояние обсадных колонн, ограничивающих межколонное пространство; конструкция скважины; уровень развития системы мониторинга и контроля МКП; наличие объектов, восприимчивых к факторам опасности МКП.

Степень уязвимости по каждому из показателей устанавливается отдельно на том или ином уровне на основании результатов технического диагностирования скважины и условий ее эксплуатации. При этом значения для каждого показателя берутся по худшему из соответствующих отличительных признаков. Проведенный анализ имеющихся материалов показал, что каждый из рассмотренных показателей уязвимости может проявляться независимо друг от друга, а степень уязвимости скважины с МКП зависит от их комплексного воздействия.

Техническое состояние МКП, являющееся показателем уязвимости, характеризуется рядом параметров, контролируемых методами геофизических исследований скважин (ГИС) и газогидродинамические исследования скважины (ГДИ). Для расчета текущих прочностных параметров труб обсадных колонн исходной информацией являются данные, полученные при геофизических исследованиях технического состояния скважины. При этом определяются толщины стенок колонн, замеряются их внутренние диаметры, определяется коррозионный износ обсадных колонн (изменение от номинала). Толщина стенок труб второй колонны устанавливается при обследовании первой колонны с повышенной погрешностью показаний геофизических приборов.

Таким образом, основными методами контроля показателей уязвимости и их признаков являются ГИС и ГДИ, а также визуальные наблюдения и измерения на местности.



Эксплуатация скважин с МКП определяется в соответствии с результатами оценки безопасности, которая проводится для каждой скважины с МКД.

Оценка безопасности скважин с МКП проводится на основании оценки степени опасности межколонных проявлений и степени уязвимости скважины и объектов окружающей среды. Уровень безопасности оценивается по принципу пересечения этих событий и количественно выражается коэффициентом риска аварии:

$$R = k_{\text{ОП}} \cdot k_y, \quad (1)$$

где $k_{\text{ОП}}$ – коэффициент опасности межколонного проявления; k_y – коэффициент уязвимости межколонного пространства.

Уровень безопасности оценивается по величине коэффициента риска аварии, в соответствии с данными таблицы 3.

Таблица 3 – Уровень безопасности скважин с межколонными проявлениями

	Уровень безопасности	Коэффициент риска
1	Нормальный (малая степень риска)	$R \leq 0,15$
2	Пониженный (умеренная степень риска)	$0,15 < R \leq 0,3$
3	Неудовлетворительный (большая степень риска)	$0,3 < R \leq 0,5$
4	Опасный уровень (критическая ситуация)	$R > 0,5$

Уровень безопасности оценивается для каждого межколонного пространства с МКП. Безопасность скважины в целом оценивается по межколонному пространству с наихудшим уровнем безопасности.

Как видно из приведенной таблицы 3 уровень безопасности скважины имеет несколько градаций в зависимости от значений коэффициента риска, определяющего возможность и условия ее эксплуатации. Так, в области значений $R \leq 0,15$ уровень безопасности скважины оценивается как нормальный. Значение критериев безопасности не превышают предельно допустимых для работоспособного состояния скважины. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна без проведения каких-либо дополнительных технических и организационных мероприятий по повышению безопасности при обеспечении контроля межколонного проявления.

В области значений $0,15 < R \leq 0,3$ уровень безопасности скважины оценивается как пониженный. Имеются те или иные отклонения от условий безопасной эксплуатации, которые, однако, не препятствуют возможности выполнения скважиной заданных эксплуатационных функций. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна при выполнении мероприятий по повышению уровня безопасности, конкретный перечень которых вытекает из анализа факторов, обуславливающих максимальные значения показателей опасности и уязвимости.

В области значений $0,3 < R \leq 0,5$ уровень безопасности скважины оценивается как неудовлетворительный. Имеются отклонения от условий безопасной эксплуатации, которые могут привести к возникновению аварийной ситуации. Дальнейшая эксплуатация скважины недопустима без проведения технических (капитальный ремонт, замена оборудования) и организационных мероприятий по снижению риска аварии и восстановлению нормального уровня безопасности.

В области значений $R > 0,5$ ситуация на скважине характеризуется как критическая. Скважина подлежит незамедлительному выводу из эксплуатации, проведению работ по ликвидации межколонных проявлений с последующим вводом в эксплуатацию или ликвидацией скважины.

Таким образом, коэффициент риска является одним из основных количественных показателей, по которому оценивается уровень безопасности скважин с межколонными проявлениями.

Для повышения уровня безопасности скважин с межколонными проявлениями, не связанными с проведением ремонтных работ, необходимо: развитие системы мониторинга и контроля за межколонными проявлениями; проведение мероприятий по снижению МКД; повышение достоверности информации о техническом состоянии скважин и характеристиках МКП; повышение уровня готовности к действиям по ликвидации и локализации аварий, связанных с МКП.

Литература:

1. Гасумов Р.А., Минликаев В.З. Техника и технология ремонта скважин. – М. : ООО «Газпром экспо». – 2013. – Т. 2. – 267 с.
2. Гасумов Р.А., Минченко Ю.С., Гасумов Э.Р. Повышения эффективности строительства высокопроизводительных скважин на месторождениях и ПХГ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – 416 с.
3. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». – 1997. – № 116-ФЗ.
4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Федеральные нормы и правила (утв. Ростехнадзором. 12.03.2013): – Вып. 19. – Сер. 08 Документы по безопасности надзорной и разрешительной деятельности в нефтяной и газовой промышленности. – М. : ЗАО НТЦ ПБ. – 288 с.



5. Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах: ПБ 08-621-03. – Вып. 4. – Сер. 8 Нормативные документы по безопасности, надзорной и разрешительной деятельности в нефтяной и газовой промышленности. – М. : НТЦ «Промышленная безопасность». – 2003.
6. Гасумов Р.А., Минченко Ю.С., Гасумов Э.Р. Особенности создания подземных резервуаров в истощенных газоконденсатных месторождениях // Записки горного института. – СПб., 2020. – Т. 244. – С. 418–427.
7. Возникновение флюидопроявляющих каналов в зацементированном пространстве скважин / Р.А. Гасумов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – М., 2019. – № 10 (610). – С. 37–42.
8. Исследования причин заколонных проявлений при цементировании в скважине эксплуатационной колонны / Р.А. Гасумов [и др.] // Наука. Инновации. Технологии. – Ставрополь, 2017. – № 4. – С. 125–136.
9. Способ исследования динамических процессов газовой среды многопластовых газовых месторождений и подземных хранилищ газа / Р.А. Гасумов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М., 2017. – № 12. – С. 38–41.
10. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р., Павлюкова И.В. О влиянии техногенных факторов на геотехнические системы и обеспечении экологической безопасности разработки месторождений УВ // Территория «Нефтегаз». – М., 2016. – № 7–8. – С. 110–115.
11. Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром» // СТО Газпром 2-2.3-400-2009. – М. : ООО «Газпром экспо». – 2010. – 361 с.
12. Продление сроков безопасной эксплуатации скважин / Р.А. Гасумов [и др.] // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – М., 2016. – № 2. – С. 25–27.
13. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов // РД 03-418-01. – М., 2001. – 21 с.
14. Инструкция по техническому диагностированию скважин ПХГ // СТО Газпром 2-2.3-145-2007. – М. : ИРЦ Газпром. – 2006. – 62 с.
15. Методика проведения технического диагностирования газовых и газоконденсатных скважин газодобывающих предприятий ОАО «Газпром» // СТО 2-2.3-312-2009. – М. : ООО «Газпром экспо». – 2009. – 59 с.
16. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов // СТО Газпром 9.3-011-201. – М. : ООО «Газпром экспо». – 2011. – 34 с.

References:

1. Gasumov R.A., Minlikayev V.Z. Technique and technology of well repair. – М. : LLC Gazprom expo. – 2013. – Vol. 2. – 267 p.
2. Gasumov R.A., Minchenko Y.S., Gasumov E.R. Increasing the efficiency of high-performance well construction in fields and underground gas storage facilities. – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – 416 p.
3. Federal Law «On Industrial Safety of Hazardous Production Facilities». – 1997. – № 116-FZ.
4. Safety Rules in the Oil and Gas Industry. Federal norms and rules (approved. by Rostekhnadzor. 12.03.2013): – Issue 19. – Ser. 08 Documents on safety of supervisory and permitting activities in the oil and gas industry. – М. : ZAO NTC PB. – 288 p.
5. Rules of creation and operation of underground gas storages in porous strata: PB 08-621-03. – Issue 4. – Ser. 8 Normative Documents on Safety, Supervision and Permitting Activity in Oil and Gas Industry. – М. : STC «Promyshlennaya bezopasnost». – 2003.
6. Gasumov R.A., Minchenko Y.S., Gasumov E.R. Features of creating underground reservoirs in depleted gas-condensate fields // Notes of the Mining Institute. – Spb., 2020. – Vol. 244. – P. 418–427.
7. Occurrence of fluid-producing channels in the cemented well space / R.A. Gasumov [et al.] // Neftepromyshlennoe delo. – М., 2019. – № 10 (610). – P. 37–42.
8. Studies of the causes of behind-the-casing manifestations during cementing in the production string well / R.A. Gasumov [et al.] // Nauka. Innovations. Technologies. – Stavropol, 2017. – № 4. – P. 125–136.
9. Method of research of dynamic processes of the gas environment of multi-layer gas fields and underground gas storages / R.A. Gasumov [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – М., 2017. – № 12. – P. 38–41.
10. Gasumov R.A., Gasumov E.R., Pavlyukova I.V. On the impact of man-made factors on geotechnical systems and ensuring environmental safety of hydrocarbon deposits development // Territory «Neftegaz». – М., 2016. – № 7–8. – P. 110–115.
11. Methodology of Risk Analysis for Hazardous Production Facilities of Gas Producing Companies of Gazprom OJSC // STO Gazprom 2-2.3-400-2009. – М. : LLC Gazprom expo. – 2010. – 361 p.
12. Extension of safe well operation period / R.A. Gasumov [et al.] // Bulletin of the Drilling Contractors Association. – М., 2016. – № 2. – P. 25–27.
13. Methodical instructions for risk analysis of hazardous production facilities // RD 03-418-01. – М., 2001. – 21 p.
14. Instruction on technical diagnostics of UGSF wells // STO Gazprom 2-2.3-145-2007. – М. : IRC Gazprom. – 2006. – 62 p.
15. Methods of Technical Diagnosing of Gas and Gas Condensate Wells at Gas Producing Companies of «Gazprom» JSC // STO 2-2.3-312-2009. – М. : Gazprom expo LLC. – 2009. – 59 p.
16. Corrosion Inhibitor Protection of Field Facilities and Pipe-Lines // STO Gazprom 9.3-011-201. – М. : LLC Gazprom Expo. – 2011. – 34 p.