

УДК 504.05

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА В СКВАЖИНАХ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Агадулин И.И., Игнатъев В.Н., Сухоруков Р.Ю.

*Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН
(НЦ НВМТ РАН), г. Москва
e-mail: sultan_corp@mail.ru*

Аннотация. В статье отмечается важность продолжения и совершенствования работ по разработке и включению в проектные решения мероприятий по предупреждению заколонных и межколонных перетоков; предотвращению экологических катастроф, связанных с воздействием скважин через негерметичное заколонное пространство на окружающую среду и негативным воздействием на экологию недр. В статье на конкретных примерах показано, к чему приводит недостаточное внимание к проблеме, а также рассматриваются причины возникновения перетоков флюидов, образования их вторичных скоплений и выхода их на поверхность, способы предупреждения и борьбы с ними.

Ключевые слова: скважина, экология, нефть, заколонное пространство, перетоки

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской, Прикаспийской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, а также в других регионах нефтедобычи, переработки и хранения нефти известны случаи техногенных скоплений флюидов в вышележащих горизонтах, имеющие катастрофические последствия.

Так, например, вскоре после начала разработки Шебелинского месторождения на его территории обнаружили поверхностные газопроявления, а также загазованность надпродуктивных отложений, ранее не содержавших газ [1]. Было установлено, что эта газоносность вторичная, являющаяся следствием межпластовых перетоков в процессе разработки месторождения. В большинстве добывающих скважин были межколонные давления от 5...6 атм до 80... 100 атм. В некоторых скважинах при высоких межколонных давлениях происходило также выделение газа близ устья за обсадными колоннами. Газ выделялся в неглубоких сельских колодцах, а в пониженных участках рельефа местности появились микрогрифоны. В ряде добывающих скважин в процессе бурения в надпродуктивных отложениях происходили газопроявления. Общие потери газа в результате межпластовых перетоков, действия открытых фонтанов и других аварийных газопроявлений на Шебелинском месторождении оцениваются в размере свыше 250 млн. м³.

На месторождении Рудки почти с самого начала промышленной эксплуатации газовых скважин, т.е. с 1958 г., на территории газопромысла наблюдалось

появление небольших грифонов. В 1959 г. интенсивность их заметно повысилась. Особенно характерны обстоятельства бурения скв. 37, где при забое всего в 200 м неожиданно начались газопроявления, которые позднее сопровождались грифонообразованиями. В мае 1960 г. грифонообразования приобрели аварийный характер на площади почти в 25 км². Газ, насытивший подпочвенные слои, выделялся в пониженных местах рельефа, в руслах р. Днестр и ее мелких притоков. Создалась угроза для нормальной деятельности газового промысла и безопасности близлежащих населенных пунктов. Основными путями для перетока газа послужили в первую очередь стволы аварийных и неудовлетворительно проведенных разведочных и добывающих скважин. Одной из мер по устранению аварийного грифонообразования было бурение дегазационных скважин. Их бурили глубиной от 20 до 70 м по профилям в местах наиболее бурных выходов газа. Верхнюю часть стволов обсаживали трубами, а газ пускали на факел. Всего было пробурено 479 таких скважин. Через эти скважины было выпущено в атмосферу свыше 300 млн. м³ газа. Окончательная ликвидация техногенных газопроявлений на месторождении Рудки была достигнута после глушения аварийных скважин большим количеством раствора и цементированием межколонного пространства.

Газоносность Зачепиловского месторождения связана с отложениями башкирского, визейского и турнейского ярусов карбона. Газовые скважины месторождения имеют одноколонную конструкцию с кондуктором длиной 160...200 м. В большинстве скважин, особенно в первый период разбуривания, эксплуатационная колонна диаметром 146 мм цементировалась до глубины 700...1000 м и верхние газоносные горизонты оказывались непокрытыми цементом. В связи с этим на Зачепиловском месторождении были газопроявления вследствие перетоков газа по стволам аварийных и дефектных скважин. При проводке последующих скважин наблюдались межколонные давления, грифоны и выбросы из верхних горизонтов. Большинство этих газопроявлений наблюдалось в 1961 году, и для устранения их потребовались большие средства. Однако газопроявления не имели аварийного характера вследствие своевременного принятия мер по предупреждению и ликвидации начавшихся осложнений. Сравнительно небольшая интенсивность газопроявлений на Зачепиловском месторождении объясняется относительно невысоким пластовым давлением, небольшим этажом газоносности и тем, что в разрезе газоносные горизонты перемежаются с нефтеносными. В 1962 г. с целью разгрузки верхних загазованных горизонтов на Зачепиловском месторождении была пробурена дегазационная скважина глубиной 150 м. В течение 1962 г. из нее было выпущено около 400 тыс. м³ газа. После проведения изоляционных работ на двух близрасположенных добывающих скважинах фонтанирование газа в дегазационной скважине прекратилось [1, 2].

Подобным образом в вышелегающем непродуктивном пласте произошло формирование новой нефтяной залежи на месторождении о. Жилого в Азербайджане.

жане, на месторождении Красноярское в Самарской области и др. Однако накопление нефти в промежуточном пласте на пути ее перемещения к земной поверхности может лишь частично уменьшить экологическую угрозу и увеличить период времени до ее проявления. Поскольку в последующем неизбежно произойдет образование отверстий в стенке канала в интервале верхних водоносных горизонтов или на земной поверхности, то через новые каналы перетечет вся подвижная нефть как из природной, так и из вновь образованной залежи [3].

Ситуации, сложившейся в Западной Украине, посвящена публикация Мырки Я.М. [4]. Эксплуатация нефтегазовых месторождений Предкарпатья началась в 50-е гг. XIX в. с помощью шурфов-колодцев в местах естественных выходов нефти на дневную поверхность. С 80-х гг. XIX в. на этих месторождениях пробурено 3629 скважин многоколонной конструкции без цементирования колонн. Более 60 % этих скважин заброшено. Исторически сложилось, что на территории разрабатываемых месторождений образовались населенные пункты и города. С 1972 г. на территории горных отводов разрабатываемых месторождений Предкарпатья появилась вторичная загазованность. Сложность проблемы загазованности заключалась в неизученности путей миграции углеводородов, отсутствии технологии предупреждения и дегазации объектов. В УкрГИПРОНИИ-нефть были разработаны способы локализации газовыделений, включающие: бурение дегазационных скважин в местах интенсивных газовыделений, восстановление ранее заброшенных и ликвидированных скважин, дегазацию скважин и шурфов-колодцев, ликвидацию заколонных перетоков углеводородов в скважинах с помощью парафинобитумной смеси, утилизацию газа под вакуумом. Внедрение этих мероприятий позволило снизить загазованность территории с 15 до 0,169 км².

На газовых месторождениях севера Тюменской области после ввода скважин в промышленную разработку выявлены межколонные газопроявления и грифоны на устье более чем в 50 % эксплуатационных скважин. По результатам специальных промысловых исследований межколонного пространства, гидродинамических и геофизических исследований в скважинах выявлены пропуски газа по резьбовым соединениям обсадных колонн и по цементному кольцу зацементированных до устья кондукторов и обсадных колонн скважин. Зафиксированы также перетоки газа по цементному кольцу и скопления газа между кондуктором и обсадной колонной. Установлено, что газ поступает за зацементированную обсадную колонну и мигрирует вверх по цементному кольцу из продуктивного пласта в проницаемые пропластки верхней части разреза скважины, образуя техногенные скопления газа. При достижении газом устья по цементному кольцу наблюдаются межколонные газопроявления и грифоны на устье скважин [5].

В условиях Заполярья было отмечено, что при опрессовке цементного кольца кондуктора согласно правилам безопасности в НПП п. 2.10.4 [6] после раз-

бурирования цементного стакана и углубления в породы на 1-3 метра под его башмаком отмечается падение давления опрессовки с 1,5 до 0,2-0,9 МПа. Давление опрессовки согласно правилам безопасности в НГП п. 2.10.4 определяется необходимостью обеспечения герметичности под башмаком колонны при закрытии устья скважины во время открытого фонтанирования. Давление газа под башмаком кондуктора составит более 12 МПа, а давление опрессовки должно составить:

$$12 \times 10^6 - 1200 \times 9,8 \times 550 \text{ м} = 5,5 \text{ МПа.}$$

Таким образом, газ из пласта мигрирует по негерметичному заколонному пространству, насыщает проницаемые пропластки пород под башмаком кондуктора и проявляется на устье в виде межколонных газопроявлений и грифонов за кондуктором. Сколько газа мигрирует по негерметичному цементному кольцу, оценить практически невозможно. Однако на всех фоновых замерах температуры по стволу скважины, произведенных после длительного простоя освоенных скважин в ожидании окончания строительства УКГТГ, отмечается снижение температуры ствола скважины от забоя до глубины 800 - 1000 м относительно геотермического градиента Земли на 4-6 °С, выше по разрезу разница температур начинает уменьшаться и в интервале башмака кондуктора выравнивается. Это происходит вследствие дроссель-эффекта снижения температуры мигрирующего по негерметичному цементному кольцу газа до 800 - 1000 метров. Выше газ начинает частично мигрировать во вмещающие породы и температура скважины постепенно снижается.

Практика разработки месторождений с наличием скважин, имеющих межколонные флюидопроявления, показывает, что наибольшая величина межколонных давлений (МКД) приходится на начальный период эксплуатации при максимальном пластовом давлении $P_{пл}$, с падением которого снижается и величина МКД. Эта тенденция прослеживается, например, по месторождению Медвежье: в начале разработки работы по ликвидации межколонных газоперетоков ежегодно составляли более половины всех капремонтов.

Проблемы перетоков газа, образования его вторичных скоплений, их поисков и разгрузки гораздо подробнее, чем для разрабатываемых месторождений, изучены применительно к эксплуатации подземных газохранилищ (ПХГ). Герметичность заколонного пространства скважин подземных газохранилищ является главным условием эффективной и безопасной их эксплуатации. Поэтому вопросам контроля и обеспечения герметичности газохранилищ уделено большое внимание в руководящих документах по подземному хранению газа и в работах многих исследователей. В работе [7] высказан важный тезис о том, что «наиболее уязвимым звеном в герметичности хранилища является не пласт, а скважина как искусственное горное сооружение». На ряде ПХГ в результате вертикальных перетоков газа через негерметичные скважины образовались вторичные (техногенные) газовые скопления. Данное явление отмечено на Калужском ПХГ, Осиповичском

ПХГ, Колпинском ПХГ. В работах [1-3] рассмотрены источники и пути перетоков газа, процессы формирования и поиски вторичных залежей и дефектных скважин, дегазация и контроль техногенной загазованности.

За время эксплуатации Совхозного ПХГ межколонные газопроявления (МКГП) были зарегистрированы по 77 % скважин, по 40 % из них отмечались незначительные выходы газа на дневную поверхность у устьев скважин. Максимальные межколонные давления (МКД) достигали 8...9 МПа и приближались к статическим давлениям на головке. По 60 % скважин МКД не превышало 5 МПа. Расходы газа из межколонного пространства скважин (МКП) составляли в среднем 20...40 м³/сут. Газ из МКП стравливали до нуля, последующее восстановление давления происходило плавно за 5...6 ч. Геофизическими исследованиями в отдельных скважинах выявлены заколонные скопления газа в интервале 300...360 м. Незначительные выходы газа были зафиксированы по нескольким скважинам электрохимзащиты (ЭХЗ) глубиной 30...50 м.

С точки зрения влияния негерметичности заколонного пространства нефтяных и газовых скважин на поздних и заключительных стадиях разработки месторождений экологическая опасность увеличивается из-за старения скважин и промысловых систем вследствие высокой обводненности продукции, применения различных химических реагентов для интенсификации добычи углеводородов и повышения нефтегазоотдачи. И именно на поздних стадиях разработки, когда снижение доходности нефтегазодобычи и необходимость увеличения затрат на повышение нефтегазоотдачи и природоохранные мероприятия входят в противоречие, резко увеличиваются масштабы экологической опасности.

Нельзя признать совершенными системы разработки, при реализации которых более половины нефти и не менее 30 % газа остаются в недрах не извлеченными для полезного использования. В то же время объемы добычи балластной пластовой воды из скважин в среднем по России в пять раз превышают объемы нефти. При этом для поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи пластов в очень больших объемах используется далеко не самый эффективный нефтевытесняющий агент – дефицитная и постоянно увеличивающаяся стоимость пресная вода. Нельзя также не отнести к несовершенствам используемых методов и средств недостаточное использование энергии газа, большие затраты на сооружение скважин, недостатки от расположения скважин (или забоев) «по сетке в клетку», большую металлоемкость промысловых сооружений и др.

Экологические угрозы природной среде от утечек нефти и газа при эксплуатации залежей теоретически менее масштабны по сравнению с возможными утечками после окончания разработки месторождения. Кроме того, при эксплуатации месторождений загрязнения могут быть предупреждены и ликвидированы различными известными природоохранными мероприятиями.

По предварительным данным Департамента топливно-энергетических ресурсов недр и морских работ на распределенном и нераспределенном фонде недр имеется порядка 75 000 скважин, в том числе около 40 % – 30 000 законсервированных, 60 % – 45 000 ликвидированных. Из законсервированных ожидается 2-3 % – 900 скважин подлежит ликвидации, из ликвидированных порядка 8 % – 3600 скважин подлежит повторной ликвидации, как опасные в экологическом отношении [8].

В качестве примера экологической опасности можно привести факт массовой гибели птиц, дельфинов, рыбы, вследствие утечек нефти в Каспийском море из ликвидированных и законсервированных скважин, аварий на скважинах и др., который вызывает обоснованные опасения о превращении Каспия в мертвое озеро.

В российском секторе моря месторождения не освоены, в прибрежной части отсутствуют, тем не менее опасность загрязнения следует считать высокой. К потенциальным и возможно действующим масштабным загрязнителям моря должно быть отнесено Астраханское газоконденсатное месторождение, продукция которого включает нефть, газ, конденсат, сероводород. Месторождение расположено в непосредственной близости или в поймах рек Волга, Ахтуба, Бузан, характеризуется аномально высоким давлением в пластах, т.е. энергетические условия обеспечивают проявление интенсивных утечек углеводородов из скважин в окружающие недра в ходе эксплуатации. Высокая коррозионная активность добываемой продукции также способствует утечкам. Поэтому, несмотря на сравнительно небольшую продолжительность эксплуатации месторождения, уже в настоящее время накоплены данные, косвенно подтверждающие наличие утечек. Об этом, в первую очередь, свидетельствуют факты роста межколонных давлений по очень большому числу скважин. На небольшой глубине в надсолевых отложениях открыта газовая залежь возможного техногенного происхождения, т.е. сформированная из утечек углеводородов из скважин. Следует также отметить, что пересмотр первоначальных проектных решений по разработке месторождения повышает его экологическую опасность. В частности, эта опасность возрастет после разбуривания месторождения на правом берегу Волги, уже в настоящее время можно ожидать «вклада» в загрязнения от скважин, сооруженных в пойме рек.

Еще более высокая опасность загрязнения моря в его казахстанском секторе. Республика Казахстан длительное время эксплуатирует большое число нефтяных месторождений в непосредственной близости от моря, часть месторождений затоплено. Особенностью большей части эксплуатируемых и выработанных залежей является их «предрасположенность» к утечкам нефти. Этому способствуют хорошие фильтрационно-емкостные показатели коллектора, при которых остаточная подвижная нефть довольно быстро всплывет к кровле пластов. Залежи характеризуются водонапорным режимом или эксплуатируются с искусственным заводнением, и величина пластового давления при завершении разработки имеет высокие значения, достаточные для поддержания необходимых для утечек пере-

падов давления. Необходимые для утечек каналы могут образоваться в ликвидированных скважинах за сравнительно короткое время, т.к. пластовые воды на месторождениях характеризуются высокой коррозионной активностью. Сквозные прорывы обсадных колонн скважин довольно часто фиксируются еще в действующих скважинах, а контроль за состоянием цементного кольца, предназначенного для герметизации зазора между обсадной колонной и пробуренной породой, в большинстве случаев свидетельствует о плохом его состоянии. Указанные «благоприятные» условия для проявления утечек по рассматриваемой схеме подтверждаются довольно частыми грифонами, т.е. открытыми выходами нефти и газа на земную поверхность в прискважинной зоне.

В связи с повышением уровня Каспийского моря часть прибрежных месторождений затапливается. После затопления месторождений Каражанбас, Каламкас и соседних нефтеносных площадей под водой оказалось свыше 100 нефтяных скважин, большая часть которых не была ликвидирована или даже законсервирована. В ближайшее время ожидается подтопление еще более 130 скважин, причем ликвидационные работы могут быть осуществлены лишь на небольшой части из них. Если учесть, что часть затапливаемых скважин перед остановкой эксплуатировалась фонтанным способом и залежи не выработаны даже до проектных значений запасов, то высочайшая экологическая опасность таких скважин не требует комментариев. И накопленные факты подтверждают это.

Первые, отраженные в СМИ, визуально наблюдаемые утечки нефти из затопленных скважин в море отмечены по месторождению Юго-Западное Тажидали. Утечки ликвидированы через довольно продолжительное время после обнаружения, после образования прочного льда в местах размещения скважин. В 2003 году утечки нефти отмечены на четырех затопленных скважинах прибрежного месторождения. Утечки временно приостановлены, более надежную герметизацию скважин намечено провести после ледостава. Что касается вероятных утечек нефти в придонные грунты, то их трудно обнаружить. Если длина нефтяных пятен при утечках из скважин прибрежного месторождения составляла около 4 км, то при утечках скрытого характера следует ожидать визуально не определимого рассеивания нефти по большой площади. К косвенным подтверждениям наличия скрытых утечек можно отнести известные результаты наблюдений и замеров Астраханских биологов и экологов. По этим данным содержание нефтепродуктов в тканях рыб и тюленей очень высоко, нередко приближается к летальной концентрации и опасности, считается основной причиной катастрофы 2000 года с массовой гибелью тюленей. Эту катастрофу в значительной степени связывают с аварией на разведочной скважине морского месторождения Кашаган, но существует мнение, что основной или существенный «вклад» в это внесли утечки нефти из скважин, тем более, что не отмечено накопления серосодержащих соединений в тканях рыб.

Перечисленные факты представляются достаточными для подтверждения рассматриваемого механизма загрязнения природной среды, хотя могут быть и дополнены.

На законченных разработкой месторождениях утечки обычно фиксируются визуально при контроле состояния ликвидированных скважин. Утечки ликвидируются повторным цементированием устья. Подобное решение проблемы может дать лишь временный эффект, а в целом можно рассматривать такое решение как вредное мероприятие. После ликвидации видимых нефтепроявлений имеющийся в скважине канал будет сообщаться через продолжающую разрушаться обсадную колонну с окружающими недрами. Утечки будут идти скрытно. При этом наиболее вероятно и энергетически обусловлено, что нефть начнет перетекать в водонапорные горизонты, залегающие на небольшой глубине с загрязнением воды и прилегающих почвогрунтов. Поскольку водонапорные горизонты имеют области разгрузки, т.е. стоки воды в реки, родники, моря и океаны, то экологические различия вреда от фиксируемых и от скрытых утечек можно ожидать минимальными.

Усиление роли природного газа в экономике страны должно сопровождаться ужесточением требований к надежности и безопасности работы Единой системы газоснабжения России. Известно, что перемещение огромных масс флюидов в процессе дегазации продуктивных толщ и (или) закачки технических жидкостей приводит к нарушению естественного напряженного состояния земной коры. Мировой опыт длительной эксплуатации месторождений углеводородов, особенно сопровождавшейся крупномасштабными закачками технических флюидов разного назначения, показал, что среди наиболее ощутимых последствий техногенных воздействий на геолого-геофизическую среду чаще всего фиксируются разномасштабные просадки дневной поверхности, разрывы горного массива и рост сейсмической активности, нередко приводящие к разрушению подземных и наземных коммуникаций и сооружений.

Для управления процессами техногенного преобразования земной коры в ареалах эксплуатируемых объектов рекомендуется организовать работы по геодинамическому контролю (мониторингу) за разработкой крупнейших месторождений. Синхронно-комплексное наблюдение за динамикой геолого-геофизической среды с помощью современных космических, наземных и подземных дистанционных, геофизических, геохимических, гидрогеологических и геодезических методов исследований позволит получить новые возможности для экологически безопасного управления процессом промышленного освоения газосодержащих месторождений [9].

Таким образом, необходимо продолжать и совершенствовать работы по разработке и включению в проектные решения мероприятия по предупреждению заколонных и межколонных перетоков; предотвращению экологических катастроф, связанных с воздействием скважин через негерметичное заколонное пространство на окружающую среду и негативным воздействием на экологию недр.

Литература

1. Агишев А.П. Межпластовые перетоки газа при разработке газовых месторождений. М.: Недра, 1966. 204 с.
2. Севастьянов О.М., Захарова Е.Е., Багманова С.В. О техногенном происхождении вторичных газовых скоплений над разрабатываемыми углеводородными месторождениями и ПХГ // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2005. № 6. С. 45 - 50.
3. Смирнов В.И. Ликвидированные нефтяные скважины – глобальная экологическая угроза природной среде // Геоэкология. 2000. № 4. С. 331 - 333.
4. Мырка Я.М. Причины образования загазованности при разработке нефтегазовых месторождений и технология дегазации объектов // Тез. докл. VI науч.-практ. конф. «Оптимальные методы разработки сероводородсодержащих месторождений газа». Ашхабад, 1986. С. 47 - 49.
5. Пат. РФ 2235858, 7 E21B33/14 Способ предупреждения миграции газа по заколонному пространству нефтяных и газовых скважин, а также последующих межколонных газопроявлений и грифонов газа на их устье. Дата подачи заявки: 29.10.2002, Опубл.: 10.09.2004.
6. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. 312 с.
7. Бузинов С.Н., Парфенов В.И. Опыт проектирования, создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в системе РАО «Газпром» // Докл. на Междунар. конф. по подземному хранению газа. Москва, Россия 11-15 сентября 1995 г. Секция А. Геолого-технологические аспекты создания ПХГ в пористых пластах. 4.1. М., 1995. С. 67-74.
8. Мурзин Р. Доклад «О результатах работы Главных управлений природных ресурсов и охраны окружающей среды МПР России по формированию реестра параметрических и поисково-разведочных скважин». – М.: Министерство природных ресурсов Российской Федерации, 2004.
9. Ахметов А.А. Повышение эффективности и экологической безопасности эксплуатации и капитального ремонта газовых скважин. / Автореферат дисс... доктора техн. наук. Уфа, 2001.

ENVIRONMENTAL ASPECTS OF THE LEAKAGE ANNULUS IN THE WELLS FOR VARIOUS PURPOSES

I.I. Agadullin, V.N. Ignatiev, R.Yu. Sukhorukov

*Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology
Russian Academy of Science, Moscow, Russia
e-mail: sultan_corp@mail.ru*

Abstract. *The article notes the importance of the continuation and the improvement of works on the development and inclusion in the design decisions of measures to prevent behind-the-casing flows and string-casing flows, prevention of environmental disasters associated with wells influence by the leaky behind-the-casing annulus on the environment and the negative impact on the ecology of the subsoil. In this article with concrete examples is shown what causes the lack of attention to the problem, and also examines the causes, methods of prevention and control of overflows of fluids, formation of secondary clusters and release them to the surface.*

Keywords: *well, ecology, oil, annulus, overflows*

References

1. Agishev A.P. Mezhplostovye peretoki gaza pri razrabotke gazovykh mestorozhdenii (Gas overflows in gas fields development). Moscow: Nedra, 1966. 204 p.
2. Sevast'yanov O.M., Zakharova E.E., Bagmanova S.V. O tekhnogennom proiskhozhdenii vtorichnykh gazovykh skoplenii nad razrabatyvaemymi unglevodorodnymi mestorozhdeniyami i PKhG (About technogenetical origin of secondary accumulation over developed hydrocarbon fields and underground gas storage), *Zashchita okruzhayushchei sredy v neftegazovom komplekse*, 2005, Issue 6, pp. 45 - 50.
3. Smirnov V.I. Likvidirovannye neftyanye skvazhiny – global'naya ekologicheskaya ugroza prirodnoi srede (Abolished oil wells – a global environmental threat to natural environment), *Geoekologiya*, 2000, Issue 4, pp. 331 - 333.
4. Myrka Ya.M. Prichiny obrazovaniya zagazovannosti pri razrabotke neftegazovykh mestorozhdenii i tekhnologiya degazatsii ob"ektov (Causes of gas pollution in oil and gas development and technology for decontamination the facilities) in *Tez. dokl. VI nauch.-prakt. konf. «Optimal'nye metody razrabotki serovodorodsozhashchikh mestorozhdenii gaza»* (Abstracts of VI sci.-pract. conf. "Best practices for sour gas fields development"). Ashkhabad, 1986. PP. 47 - 49.
5. Patent2235858 of Russian Federation, Method for preventing gas migration along behind-column space of oil and gas wells, as well as following intercolumn gas manifestations and gas springs on their mouths. Appl.: 29.10.2002. Date of publ.: 10.09.2004.
6. PB 08-624-03. Pravila bezopasnosti v neftyanoi i gazovoi promyshlennosti (Safety regulations for oil and gas industry). Moscow, 2003. 312 p.

7. Buzinov S.N., Parfenov V.I. Opyt proektirovaniya, sozdaniya i ekspluatatsii podzemnykh khranilishch gaza v sisteme RAO "Gazprom" (Experience in planning, implementation and operation of underground gas storage in the system of JSC "Gazprom"). Dokl. na Mezhdunar. konf. po podzemnomu khraneniyu gaza. Moskva, Rossiya 11-15 sentyabrya 1995 g. Sektsiya A. Geologo-tekhnologicheskie aspekty sozdaniya PKhG v poristyykh plastakh (Report at int. conf. on underground gas storage. Moscow, Russia 11-15 September 1995 Section A. Geological and technological aspects of creating underground gas storage in porous layers). Moscow, 1995. PP. 67 - 74.

8. Murzin R. Doklad «O rezul'tatakh raboty Glavnykh upravlenii prirodnykh resursov i okhrany okruzhayushchei sredy MPR Rossii po formirovaniyu reest-ra parametricheskikh i poiskovo-razvedochnykh skvazhin» (Report "On results of the Main departments of Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation on the formation of the registry of parametric and exploration wells,"). Moscow: Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation, 2004.

9. Akhmetov A.A. Povyshenie effektivnosti i ekologicheskoi bezopasnosti ekspluatatsii i kapital'nogo remonta gazovykh skvazhin (Improving the efficiency and environmental safety of operation and gas wells workover). PhD thesis. Ufa, 2001.