

УДК 551.2.05

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art56

НАДЕЖНАЯ ДИАГНОСТИКА И ЛИКВИДАЦИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ КАК ЗАЛОГ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Дзюбло А.Д., Рубан Г.Н.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина
E-mail: dzyublo.a@gubkin.ru

Аннотация. Некачественный цементаж, дефекты и технические нарушения обсадных труб и муфтовых соединений приводят к перетокам по трубному, затрубному и заколонному пространствам. Перетоки негативно сказываются на эффективности разработки месторождения, т.к. непроизводительно теряется пластовая энергия. В некоторых случаях при перетоках загрязняются водоносные горизонты, в том числе используемые для питьевого водоснабжения или образуются газовые, нефтяные или водяные грифоны, которые резко ухудшают экологическую обстановку в районе расположения скважины и могут привести к взрывам и пожарам. Поэтому техническое состояние скважин является основополагающим фактором безопасной разработки нефтегазовых месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа.

Ключевые слова: грифоны, заколонные перетоки, экологическая безопасность.

RELIABLE DIAGNOSTICS AND LIQUIDATION OF BEHIND CASING FLOWS AS AN ECOLOGICAL SAFETY GUARANTEE DURING THE OIL AND GAS FIELDS DEVELOPMENT

Dzyublo A.D., Ruban G.N.
Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)
E-mail: dzyublo.a@gubkin.ru

Abstract. Poor cementing, defects and technical violations of casing and coupling joints lead to overflows through the pipe, annulus and annulus. Overflows adversely affect the efficiency of field development, since unproductively lost reservoir energy. In some cases, overflows pollute aquifers, including those used for drinking water supply, or gas, oil or water griffins are formed, which dramatically worsen the environmental situation in the area of the well and can lead to explosions and fires. Therefore, the technical condition of wells is a fundamental factor in the safe development of oil and gas fields and the operation of underground gas storage facilities.

Keywords: gas springs, over-the-casing flows, environmental safety.

Происходящие в последние десятилетия процессы, связанные с появлением новых форм и видов собственности, существенным изменением структуры государства, и структуры топливно-энергетических компаний привели к изменению схемы разделения властных полномочий и ответственности на федеральном, региональном и ведомственном уровнях. Это требует создания и внедрения новых, более эффективных в таких условиях способов регулирования в области промышленной безопасности. Задача осложняется резким ограничением возможностей централизованного выделения финансовых и материальных ресурсов, имеющим место весьма значительным физическим и моральным износом оборудования, снижением технологической дисциплины.

Скважина, как инженерное сооружение может, входить в состав сложной технологической цепочки по добыче нефти, газа или воды, а может быть самостоятельным инженерным сооружением. Но в том и в другом случае специфика скважин такова, что ее ствол пересекает множество пластов и пропластков. Эти пласты и пропластки различаются по литологическому составу, характеру насыщения и пластовым давлениям, которые зачастую отличаются от гидростатических в ту или иную сторону. При бурении скважины разрушаются перемычки, изолирующие пласты с разными пластовыми давлениями, тем самым создавая каналы перетока. Для предотвращения этого, скважины обсаживаются стальными трубами (обсадными колоннами) и цементируются. Герметичность обсадных колонн и их крепи сохраняют не только потенциальные запасы эксплуатационного объекта разработки, но и сохраняют чистоту водоносных горизонтов, препятствуют выходу нефти или газа на поверхность в виде грифонов [1].

После ввода в эксплуатацию газовых и нефтегазовых месторождений на устье многих скважин выявляются межколонные газопроявления, межпластовые перетоки и грифоны газа за кондуктором.

Это приводит к безвозвратным потерям газа, нарушениям проектных показателей разработки залежей и высоким темпам снижения пластового давления в газовой залежи в начальный период разработки. На многих газовых месторождениях не подтверждаются запасы газа, пересчитанные по темпам падения пластового давления, снижены коэффициенты извлечения газа из продуктивных пластов, особенно в глубокозалегающих объектах, осложненных аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

При разработке нефтяных месторождений с газовой шапкой из-за миграции газа из шапки и снижения в ней давления происходит неконтролируемое замещение порового

пространства нефтью, которую в дальнейшем практически невозможно извлечь. Поэтому на многих месторождениях коэффициенты извлечения нефти из пластов с газовой шапкой не достигают 10%. Происходят безвозвратные потери нефти и газа, которые, мигрируя в атмосферу, наносят непоправимый экологический ущерб.

На Заполярном месторождении в 44% эксплуатационных сеноманских скважин выявлены межколонные давления более 0,5 МПа между эксплуатационной колонной и кондуктором. На некоторых скважинах весной первого года их работы наблюдались образования воронок на устье и выходы грифонов газа за кондуктором через слой воды при ее наличии. На всех скважинах Заполярного месторождения цемент за обсадными колоннами поднят до устья [2].

В качестве надежного обеспечения технической и экологической безопасности можно привести пример диагностирования скважин ПХГ методами ГИС с целью их переаттестации. Это связано во многом со спецификой эксплуатации ПХГ. Известно, что эксплуатация ПХГ по ряду принципиальных позиций отличается от разработки нефтегазовых месторождений. Во время разработки нефтегазовых месторождений пластовое давление снижается. Тем самым снижаются риски возникновения заколонных перетоков, т.к. давление в выше залегающих коллекторах становится выше, чем давление в пласте – объекте разработки. При эксплуатации ПХГ давление в активной зоне снижается быстрыми темпами во время отбора и резко возрастает в периоды закачки. Количество скважин в технологической схеме ПХГ значительно больше, чем количество скважин на месторождениях. ПХГ располагаются вблизи населенных пунктов поэтому аварийные ситуации могут иметь самые тяжелые последствия. Толчком для создания системы контроля технического состояния скважин ПХГ с целью их переаттестации послужило происшествие, произошедшее в станции Пелагиада Ставропольского края.

Здесь, на расстоянии полутора метров от фундамента жилого дома возник газовый грифон (рис. 1).

Хозяйка дома, увидев интенсивное выделение пузырей в луже, вызвала специалистов газовой службы. Представители газовой службы с целью определения утечек по газовым коммуникациям усилили одорирование природного газа, поставляемого в станцию Пелагиада, но утечек обнаружено не было. Так как станция Пелагиада находится в пределах горного отвода Северо–Ставропольского ПХГ, к выяснению причин возникновения газового грифона подключились специалисты ООО «Кавказтрансгаз» и

Ставропольского газопромыслового управления (ГПУ) Геологической службой ООО «Кавказтрансгаз» и Ставропольского ГПУ.

Геологической службой ООО «Кавказтрансгаз» и Ставропольского ГПУ была составлена и согласована с ОАО «Газпром» комплексная Программа определения причин грифообразования и мероприятий по его ликвидации. Программа включала широкий спектр исследований, таких как электроразведка, малоглубинная сейсмика, радон-тороновая съемка, гелиевая съемка, газовая съемка, бурение 17 разгрузочных скважин. Восстановление, диагностика и повторная ликвидация разведочной скважины №3 Пелагиадинская, которая расположена в устье речушки Ташла в 560 метрах от грифона (рис 2). У самого грифона был установлен буровой станок А-50, пробурено 50 метров, выполнен комплекс ГИС (рис 3). Газовый грифон был обустроен, оборудована факельная линия и газ из грифона сжигался (рис 1). Дебит газового грифона составлял порядка 800 м³ газа в сутки.

В результате всего комплекса работ было установлено, что причиной грифообразования оказались перетоки газа по заколонному пространству ликвидированной разведочной скважины №3 Пелагиадинская. Газ из хадумского горизонта Казинской площади поступал в водоносный горизонт, расположенный на глубине порядка 17 метров, и распространялся по этому горизонту. Причиной выхода газа на дневную поверхность именно у дома № 43, судя по всему, послужил тот факт, что на этом месте в 50 годах прошлого столетия была пробурена поисковая скважина на воду.



Рис 1. Газовый грифон, после его обустройства, около фундамента жилого дома по улице Клубничная в станице Пелагиада Ставропольского края

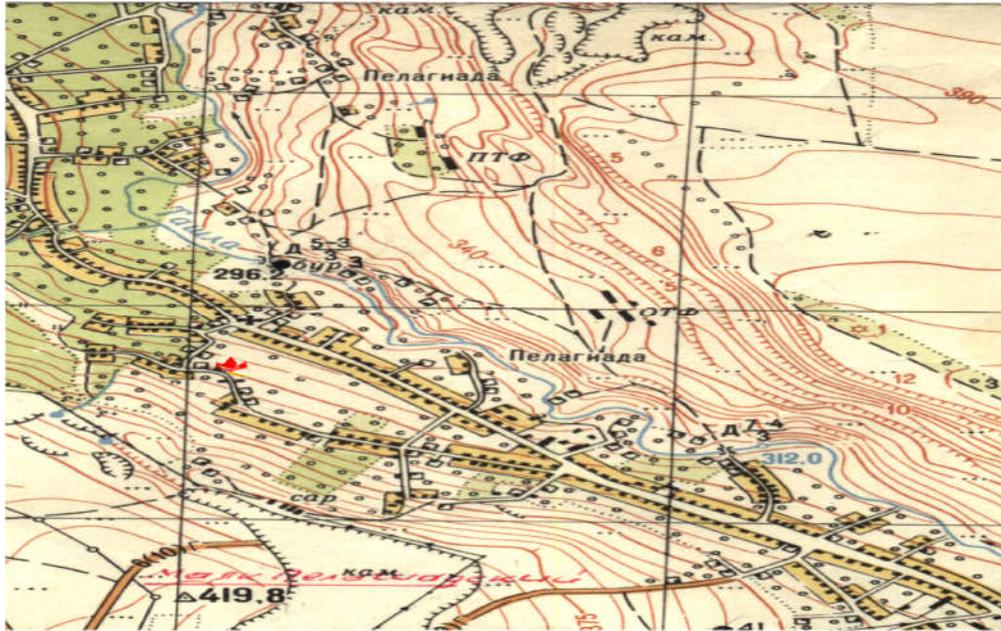


Рис 2 . Карта станции Пелагиада с указанием грифона и скважины №3 Пелагиадинская
 Условные обозначения: ▲ местоположение газового грифона;
● местоположение скважины №3 Пелагиадинская

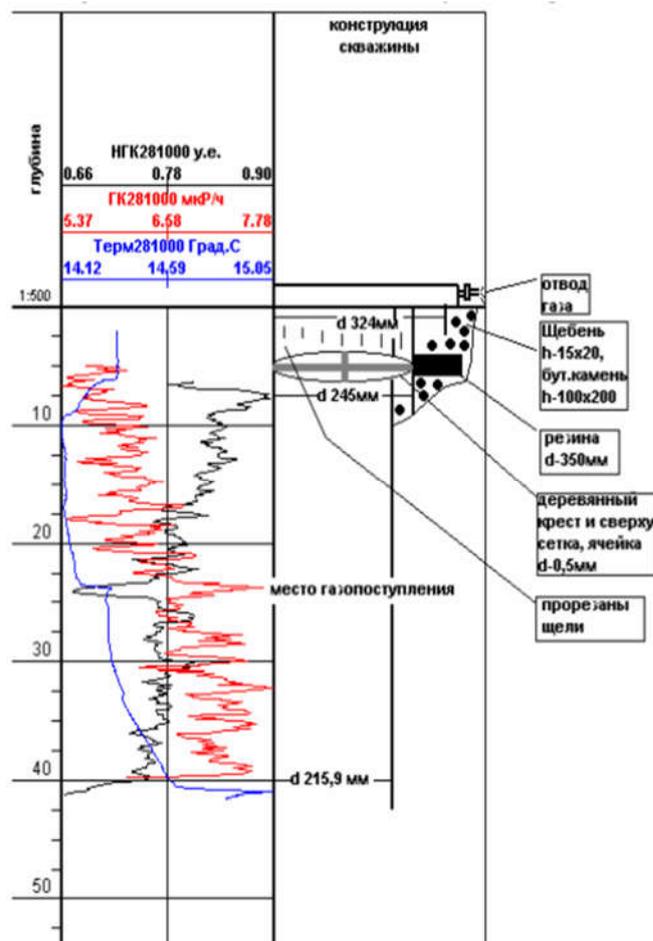


Рис 3. Результаты ГИС–контроля и схема оборудования устья газопрооявления в станции Пелагиада

Успешная переликвидация разведочной скважины № 3 Пелагиадинская привела к тому, что грифон угас сам собой через полтора года после окончания работ. Контроль за газонасыщенностью в районе грифона, за состоянием переликвидированной скважины № 3 Пелагиадинская и разгрузочными скважинами продолжается уже на протяжении 15 лет.

Практический опыт показал, что в большинстве случаев перетоки газа могут быть обнаружены в результате комплексного анализа широкого спектра видов исследований. Проведение в полном объеме мероприятий по контролю за герметичностью ПХГ обеспечивает безопасную его эксплуатацию [2].

Контроль герметичности является одной из наиболее сложных задач в системе геолого–технологического контроля разработки месторождений и эксплуатации ПХГ и проводится систематически комплексом промысловых и геолого-геофизических методов с целью принятия превентивных мер для избегания негативных последствий. При решении этих задач выполняются:

- выявление газонасыщенных интервалов выше пласта-коллектора по эксплуатационным, наблюдательным и контрольным скважинам;
- замеры устьевых давлений и уровней по контрольным скважинам;
- отбор проб из контрольных скважин и анализ на предмет наличия газа из основного пласта – объекта эксплуатации;
- замеры межколонных давлений и объемы межколонных газопроявлений по скважинам всех категорий на территории горного отвода;
- контроль общих объемов газа в хранилище объемным и газодинамическим методами;
- контроль объемов газа в техногенных залежах объемным и газодинамическим методами;
- контроль технического состояния скважин всех категорий, исследование меж– и заколонных давлений, регулярная аттестация и переаттестация скважин;
- поверхностная газовая съемка и геохимические исследования;
- комплексные геолого-геофизические, гидрогеологические, промысловые и аналитические исследования;

Контроль герметичности выполняется как геологической, так и оперативно – производственной службами станций подземного хранения газа.

Прямыми признаками негерметичности месторождений и ПХГ являются:

- газопроявления в виде выхода свободного газа на поверхность земли, или водоемов в виде газовых грифонов;
- непредвиденные газопроявления в процессе бурения скважин при проходке верхних частей разреза;
- избыточные давления на устьях контрольных скважин перфорированных на водоносные пласты в надпродуктивной части разреза;
- превышение фоновых показателей содержания УВГ глубинного генезиса в приповерхностной части разреза по результатам геохимической съемки.

Косвенные признаки:

- наличие межколонных давлений в скважинах;
- подъем уровней воды в скважинах, пробуренных на контрольные водоносные горизонты;
- заколонные перетоки газа в надпродуктивной части пласта;
- повышенное газосодержание в пробах воды, отобранной из контрольных водоносных горизонтов;
- дисбаланс газа в объекте хранения.

После активного внедрения такой системы систематического контроля, подкрепленной специальными нормативными документами [4] аварийность и даже количество осложнений на скважинах ПХГ значительно сократилось.

Если рассматривать месторождения расположенные на шельфе, то применение такой системы контроля здесь не может быть реализовано. При разработке нефтегазовых месторождений на шельфе контрольные скважин на верхние контрольные горизонты не бурятся. При пропусках на устье скважин, образовании грифонов, газ или нефть проходит через водную толщу и выходят на поверхность моря в виде площадного источника с малой скоростью выделения. Нефть, при небольших дебитах утечек может коагулироваться и вообще не всплывать. При выходе газа на характерных глубинах 70–90 м и прохождении потока газа через водный слой образование гидратов не ожидается. Под воздействием подводных течений может происходить горизонтальный снос потока от центра источника со смещением выхода газа на поверхность относительно оси скважины [5]. Тем не менее последствия от утечек нефти или газа из скважин пробуренных на шельфе могут быть очень существенными. И это связано не только с потерей энергетических характеристик пласта коллектора, а в основном с экологическими рисками. Вот как об этом пишет Деланей

Олстад из компании Weatherford в статье «Глушение скважин на шельфе Австралии»: «Когда скважина приходит к концу своей продуктивной жизни и рентабельной эксплуатации, критически важно обеспечить длительную герметичность ствола после ее ликвидации. На этапе глушения и ликвидации скважины операторы должны создать в стволе скважины и в пласте стационарный и непроницаемый барьер, чтобы исключить утечки углеводородов. Предотвращение утечек важно не только для охраны окружающей среды, но и для того, чтобы смягчить возможные в будущем экономические последствия для операторов, которые продолжают нести финансовую и юридическую ответственность за свои ликвидированные скважины.

Операторы стремятся выполнять все нормативные требования, предъявляемые к глушению и ликвидации скважин, в то же время снижать общие эксплуатационные расходы. Помимо того, что глушение и ликвидация не снимают с компании ответственность за ненадежно герметизированную скважину. Они не дают почти никакой прибыли, если учесть понесенные затраты. В прошлом бывало, что принимаемые решения в дальнейшем приводили к катастрофическим последствиям. Мало того, что утечки создают угрозу для окружающей среды, на перемещение устья ликвидированных морских скважин на другой участок морского дна и последующее устранение утечек и их последствий может уйти много миллионов долларов. Значимость этого вывода подчеркивают утечки, выявленные недавно на нескольких скважинах на шельфе Австралии и получившие широкий общественный резонанс» [6].

Эти рассуждения продолжает Юрий Ампилов: «Большим осложняющим фактором на пути к освоению шельфа являются проблемы охраны окружающей среды, особенно в Арктике. Ведь на сегодняшний день, по сути, нет эффективных методов борьбы с разливами нефти в суровых условиях Заполярья, полярной ночи и в отсутствие, какой бы то ни было, промышленной инфраструктуры вокруг на тысячи километров. Последствия разливов нефти или иных неблагоприятных техногенных событий для ранимой арктической природы могут быть катастрофическими, практически организовать их оперативную ликвидацию практически невозможно. А такие последствия могут принести гораздо большие убытки, чем копания BP понесла после известной аварии 2010 года на платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе. По состоянию на 2016 год фактические затраты BP по устранению последствий этой аварии превысили 56 млрд. долларов США.

Даже при оптимистическом ценовом сценарии суммарных расчетных чистый дисконтированный доход (ЧДД) всех будущих шельфовых нефтегазовых проектов российской Арктики, вместе взятых, не достигнет этой величины. А ведь шельф Арктики – это не Мексиканский залив, где во время аварии рядом находились тысячи судов и ничего не могли сделать в течение нескольких месяцев. В Арктике, когда вокруг почти никого нет на тысячи километров, устранение последствий аналогичной аварии при худшем сценарии превысило бы финансовые возможности всего Российского государства.

Этот фактор также является своего рода технологически ограничителем масштабного развертывания добычи на шельфе» [7].

С другой стороны современные подводные добычные комплексы включают в себя полный набор оборудования для добычи (рис 4). Технологические особенности обустройства подводных добычных комплексов включают в себя кроме всего прочего шлангокабели, электрические распределительные панели [8]. Наличие автономных систем питания и накопления информации позволяет разработать современные средства постоянного мониторинга морских скважин с целью контроля их технического состояния и диагностирования перетоков. Причем, учитывая изложенное выше, такими средствами должны обеспечиваться не только эксплуатационные, но и ликвидированные скважины.

В связи с этим, для надежной диагностики заколонных перетоков и утечек в скважинах пробуренных на шельфе необходима постановка и проведение специальной программы научно–исследовательских работ.

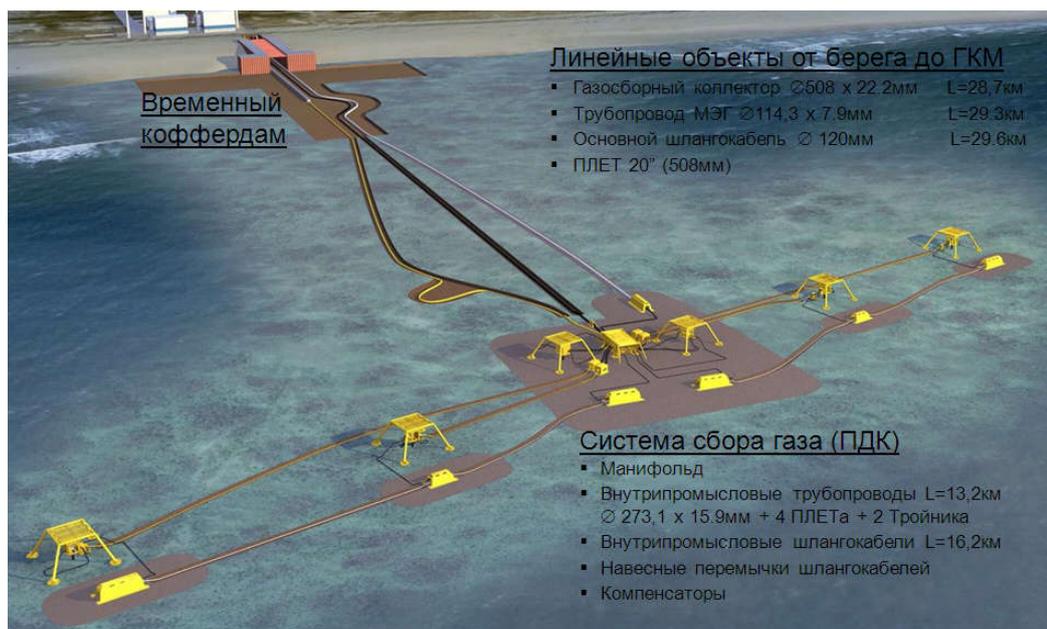


Рис 4. Подводный добычной комплекс Кириного ГКМ

ЛИТЕРАТУРА

1. *Г.Н. Рубан, Л.Н. Рубан.* Возможности и перспективы применения геофизических методов исследования скважин с целью изучения напряженно – деформационного состояния геологических сред при разработке нефтегазовых месторождений и месторождений подземных вод // Материалы IV международного совещания «Роль геодинамики в решении экологических проблем развития нефтегазового комплекса», Санкт–Петербург, 2003 г. С. 82–84.
2. *Г.Н. Рубан.* Геолого–технологический контроль ПХГ // Учебное пособие Москва Издательский центра РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 207 с.
3. *Минигулов Р.М., Райкевич СИ.* (ООО «Ямбурггаздобыча») Анализ некоторых причин возникновения заколонных перетоков газа в скважинах // Интернет-ресурс «Pandia». – Режим доступа: <https://pandia.ru/text/77/367/19125.php>
4. СТО Газпром 2–2.3–145–2007 Инструкция по техническому диагностированию скважин ОАО «Газпром» № 2007
5. *Богатырева Е.В., Ворсина Г.Д.* Анализ аварийных ситуаций, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов в шельфовой зоне. Меры по их предотвращению и усилению взаимодействия для борьбы с разливами // Сборник трудов XXIII Международного технологического конгресса Сочи 2017. С. 99–104.
6. *Деланей Олстад.* Глушение скважин на шельфе Австралии // Offshore Russia №1 (19) февраль 2018. с. 34 – 37
7. *Ю. Ампилов.* Новый взгляд на ГРП в Арктике // Oil & Gas journal Russia №1–2 (123) январь – февраль 2018. С. 42–50.
8. *Никитин Б.А., Дзюбло А.Д., Сторожева А.Е., Халимов К.Э.* Ресурсная база и перспективы освоения газоконденсатных месторождений Киринского блока// Neftegaz.RU. 2013. № 6. С. 12–16.