



## ONE OF THE REASONS OF GAS PERFORMANCE IN THE WELLS OF UZBEKISTAN DEPOSITS

Rakhimov K. A.

Chief Specialist of Surhan Gas Chemical Oc,

Ruzmanov F. I.

Engineer-Technologist for well Casing, LLC "Kasan Oil and Gas Exploration Expedition",

Mamanov B. F.

Chairman of the Board JSC "QO'QON" NGPI,

Rakhimov A.A.,

Doctor of Technical Sciences, Professor, TSTU

Khasanov T. T.

Master's Student of TSTU

### Abstract

The article discusses the reasons for the occurrence of gas shows during tripping operations and exceeding the critical drilling speed in the productive formation. A formula is given for limiting the rate of penetration in a gas-saturated reservoir in order to prevent gas production and its subsequent transition to an open gas fountain.

**Key-words:** prospecting and exploration wells, oil showings, drilling mud, oil stratum, well casing, gas-bearing stratum, aquifer.

### Аннотация.

В статье рассмотрены причины возникновения газопроявлений при проведении спускоподъемных операциях и превышении критической скорости бурения по продуктивному пласту. Приведена формула для ограничения скорости проходки в газонасыщенном коллекторе с целью недопущения газопроявления и последующего перехода ее в открытый газовый фонтан.



## **Аннотация.**

Мақолада кўтариб тушириш операциялари ва унумдор қатламда бурғилаш тезлигининг ошиб кетиши пайтида газнинг намоён бўлиши сабаблари муҳокама қилинади. Газ пайдо бўлишининг олдини олиш ва кейинчалик очиқ газ фавворасига ўтишни олдини олиш учун газ билан тўйинган коллекторлар тезлигини чеклаш учун формулалар берилган .

**Ключевые слова:** поисково-разведочных скважин, нефтепроявления, буровой раствор, нефтяной пласт, кондуктор скважин, газоносный пласт, водоносный пласт.

**Калит сузлар:** қидирув ва излов қудуқлари, нефтнинг намоён бўлиши, бурғилаш раствори, нефт, қудуқ кондуктори, газ қатлами, сув қатлами.

**Введение.** При бурении скважин на нефть и газ в ее разрезе встречаются нефтеносные, газоносные (в том числе с конденсатом) и водоносные пласты с различными фильтрационно-емкостными характеристиками. В процессе бурения, особенно поисково-разведочных скважин, нередко происходят угрожающие (аварийные) нефтегазопроявления и открытые фонтаны нефти и газа [1,2,3].

Насыщения циркулирующего бурового раствора нефтью или газом, появления пузырьков газа, пленки нефти в растворе, его самопроизвольный излив через устье скважины, называют нефтепроявлением или газопроявлением. Очень редко встречается нефтяной пласт без газа. В большинстве случаев в скважину поступает нефть с газом – это есть нефтегазопроявление [4,5].

В начальном периоде нефтегазопроявления имеет спокойный характер, а через некоторое время становится бурным, угрожающим. Если не принять срочных мер оно может перейти в открытый фонтан.

**Методы и достижения.** Вскрытие продуктивных пластов всегда сопровождается нефтегазопроявлением, **даже если противодействие на него достаточно.** В циркулирующей жидкости появляются газовые пузырьки, нефтяные пленки. Это нормальное явление, ибо мы к этому стремились, наша цель найти продуктивный пласт, открыть месторождение нефти и газа. Если пласт-коллектор насыщен нефтью или газом, то их проявление неизбежно, даже при очень высокой плотности бурового раствора. Задача специалистов и руководителей работы умело, грамотно управлять деятельностью пласта



коллектора, вскрыть его, не допуская бурного проявления и выброса бурового раствора. Если не будут приняты меры осторожности, контроль за показателями бурового раствора нефтегазопроявления может перейти в аварийный фонтан, угрожающий гибелью скважины и оборудования [6, 7, 8].

На нефтегазоносных областях Узбекистана при бурении скважин произошли более 80 аварийных фонтанов нефти и газа различного масштаба и характера. Больше всех открытые фонтаны нефти и газа произошли в Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области [9].

Так, например, приведем из 80 произошедших открытых газовых фонтанов, некоторые нефтегазопроявления и аварийные фонтаны нефти и газа, происшедших при бурении скважин на месторождении Республики Узбекистан [10,11,12,13].

**Скважина № 11 Уртабулак** (12.1963 г.). После спуска и цементированья 299 мм кондуктора скважина была пробурена до глубины 2403 м на буровом растворе плотностью 1,28 г/см<sup>3</sup> (в проекте предусмотрена плотность раствора 1,30 – 1,32 г/см<sup>3</sup>). При этом не знали, что продуктивный горизонт вскрыт на глубине 2300 м. колонну 219 мм спустили на глубину 2370 м и зацементировали. После ОЗЦ разбурили цементный стакан башмачную пробку и на 6 м углубились ниже от прежнего забоя. При подъеме буровой колонны происходил излив из труб (сифонил) и никто на это не обратил внимание. Решили бурение производить турбобуром и только спустили в скважину турбобур – произошел внезапный мощный выброс раствора и был выброшен турбобур. Поток газа воспламенился и возник сильный пожар, который был виден в г. Бухаре, Карши. Образовался кратер вокруг скважины.

Борьба с фонтаном с устья исключалась. Были пробурены две наклонные скважины, закачка воды, раствора через них не дала результата. Была пробурена наклонная скважина большого диаметра, куда спустили скважинный заряд и его взрывом был ликвидирован аварийный фонтан 1966 г. Ровно через 3 года после его начала.

**Причины.** Безответственность. Не знали, что продуктивное рифовое отложение уже вскрыто. Башмак промежуточной колонны разбуривали на воде. За движением промывочной жидкости не следили. Движение промывочной жидкости начался за долго до начала фонтана. Кондуктор и 219 мм колонна были зацементированы не качественно из-за чего образовался кратер вокруг скважины.



**Скважина № 146 Кокдумалак (11.2002 г.)** Фактическая конструкция скважины: направление 426 мм × 100 м; кондуктор 299 мм × 354 м; промежуточная колонна 219 мм × 2813 м; «хвостовик» 168 мм × (2615-2825 м), устье скважины оборудовано превенторами на давление 70 МПа. Бурение продуктивных отложений (рифы) осуществлялось согласно плану на воде из-за низких пластовых давлений. На глубине 3044 м произошло катастрофическое поглощение промывочной жидкости (воды). Бурение продолжалось при отсутствии циркуляции промывочной жидкости до проектной глубины 3100 м. Бурильная колонна почти была поднята, осталось до поднять из скважины одну 89 мм трубу и УБТ диаметра 120 мм длиной 26 м, долото диаметра 165 мм и вдруг начался интенсивный перелив жидкости. Закрыли универсальный превентор, так как плашки ППГ были для труб диаметра 114 мм. Однако, давлением выброшен УБТ с долотом и скважина начала открыто фонтанировать газом. В скважину через газоотводы закачали разные тампоны, появилось необходимость замены задвижки на отводе. Для этого пригнали трактор – подъемника КП – 25 и цементировочный агрегат, произошло возгорание фонтанирующего газа. Буровая была охвачена огнем, вышка обрушилась. Устье скважины были расчищены от сгоревшего оборудования.

Для замены сгоревшего устьевого оборудования (превентора, крестовины, колонной головки, отводов) применили американский (или канадский) пескоструйный резак, вращающийся резак, которым были вырезаны разорванная часть 219 и 299 мм обсадных колонн. На эти колонны были смонтированы специальные разъемные фланцы с уплотнительными манжетами, на которые были установлены превентора и крестовинами. Указанные устройства доставлялись из Дубая, Оренбурга и из Канады.

Скважина задавлена водой и в колонне установлен цементный мост. Цементный мост оказался в интервале 1700 – 2400 м.

При разбуривании цементного моста буровой раствор разгазировался. Спущена эксплуатационная колонна диаметром 140 и 127 мм.

**Скважина № 81 Хартум, Фергана (09.2004 г.)** Скважина заложена с целью вскрыть палеозой с проектной глубиной 5000 м. В скважину спущен и зацементирован 299 мм кондуктор. Башмак его находится на глубине 2722 м. Скважина пробурена до глубины 4013 м на буровом растворе плотностью 1,38-1,40 г/см<sup>3</sup>. Забой скважины находился в отложениях мелового возраста (XXII пласт). Произошло поглощение раствора. Инструмент с долотом приподняли от забоя, долото находилось на отметке 3943 м и вдруг начался приток пластовой



воды с растворенным газом. Закрыли плашки превентора и открыли газоотвод. Скважина начала фонтанировать горячей водой ( $100^{\circ}\text{C}$ ), через отвод с дебитом 4 – 5 л/с ( $400 - 500 \text{ м}^3/\text{сут}$ ).

Когда закрывали отвод, повысилось давление на устье до 5,0 МПа из-за скопления углекислого газа выделявшегося из пластовой воды. При задавке скважину буровым раствором, раствор уходил в пласт, при остановке закачки раствора снова на устье появлялось давление. Можно предположить, что один пласт принимает, другой вышележащий пласт проявляет. Несмотря на все это, в скважину закачивали цементный раствор предварительно приподняв бурильную колонну (долото находится на глубине 2504 м). Тем не менее бурильная колонна была прихвачена цементным раствором. Скважина была ликвидирована.

Исследователей занимавшиеся вопросами нефтегазопроявлениями при бурении скважин [14, 15, 16], считают причинами этого явления: снижение противодавления на продуктивный пласт вследствие ошибочного установления плотности бурового раствора, падения уровня раствора в скважине и насыщения раствора газом.

Многие исследователи насыщению бурового раствора газом объясняют эффектом поршневания во время подъема бурильной колонны. В.Д. Шевцов в работе, приводит факты, показывающие, что на месторождениях Азербайджана 70 % газопроявлений связаны с подъемом бурильной колонны.

Проведенный нами анализ, происшедших нефтегазопроявлений при бурении скважины так же показывает, что буровой раствор интенсивно насыщается газом в процессе подъема бурильной колонны, несмотря на достаточности противодавления на пласт в статических условиях.

Н.А. Гукасов исследованием установил зависимость гидродинамического давления, возникающего при спуско-подъемных операциях от свойства бурового раствора, скорости движения бурильных труб и соотношения диаметров скважины и бурильных труб. По его исследованию большое влияния на рост давления оказывает статическое напряжение сдвига раствора, подъем бурильных труб на 1-ой и 2-ой скорости лебедки влияет незначительно.

Н.А. Сидоров и Г.А. Ковтунов выявили общие закономерности, показывающие, что гидродинамическое давление при спуско-подъемных операциях зависит от кольцевого зазора между стенками скважины и бурильных труб и скорости движения труб. Ими проведены эксперименты в скважинах при скоростях труб 0,50 – 1,25 м/с в глинистом растворе, имеющим параметры:  $\rho = 1,42 \text{ г/см}^3$ ,  $T = 50$



$C$ ,  $\Theta_1 = 8 \text{ мГ/см}^3$  и  $\Theta_{10} = 25 \text{ мГ/см}^3$ . Длина бурильной колонны – 1000-2000 м. Снижение давления на забое составило от 1,2 до 2,7 МПа.

Многие из указанных исследователей утверждают, что движение колонны труб со скоростью 0,5 – 0,7 м/с при удовлетворительных значениях зазора кольцевого пространства и структурно-механических свойств бурового раствора не вызывает заметных гидродинамических давлений. Так как при этом в кольцевом пространстве устанавливается структурный режим течения жидкости, следовательно, на возникающее давление влияют силы пластичности.

В настоящее время для вскрытия продуктивных пластов установлены пределы давления от 1,5 МПа до 3,5 МПа в зависимости от глубины нахождения кровле горизонта.

Следовательно, продолжения исследования по изучению гидродинамических давлений при подъеме бурильной колонны имеет актуальное значение.

Газонасыщение бурового раствора происходит даже при превышении забойного давления над пластовым. Это происходит в момент разбуривания пласта, являющегося коллектором. Освободившегося газа или нефти из разрушенной породы переходит в раствор. Чем больше пор и трещин в породе, тем больше содержание газа в циркулирующий буровой раствор. Такое проявление представляет угрожающую опасность.

Изучение газопроявления в скважинах показало, что, не смотря на значительные забойные давления над пластовым, при вскрытии пласта происходило насыщение раствора газом. При разрушении долотом породы, содержащиеся в ее порох или трещинах, газ попадает в циркулирующий раствор, даже при значительном противодействии на продуктивный пласт.

Будучи очень легким, газ устремляется вверх. По мере уменьшения давления, газ расширяется, вытесняя буровой раствор, что приводит к увеличению потока жидкости и ее уровня в приемных емкостях.

Очевидно, количество поступающего в раствор газа прямо пропорционально объему выбуренной породы за единицу времени, т.е. скорости проходки, а также пористости породы.

С известными допущениями можно определить количество газа, переходящего в буровой раствор, а процессе механического бурения из следующего выражения [12,13]:

$$Q = \frac{\pi D^2 v_M m_{\text{п}} \alpha_{\text{Г}} P_{\text{пл}} T_0}{4 z P_0 T_{\text{пл}}}, \quad (1)$$



где  $Q$  – количество газа, поступающего в буровой раствор, при разбуривании пород за единицу времени,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$D$  – диаметр долота, м;

$v_m$  – скорость проходки (механическая скорость), м/ч;

$m$  – коэффициент пористости пород;

$\alpha$  – коэффициент газонасыщения (доля порового пространства, занятого газом);

$\beta_r$  – объемный коэффициент газа, равный объему, занимаемому  $1 \text{ м}^3$  газа при температуре и давлении пласта (в пластовых условиях)

$$\beta_r = 0,000378 Z, \quad (2)$$

где  $T$  – температура пласта,  $^{\circ}\text{K}$ ;

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление;

$Z$  – коэффициент сжимаемости газа, равный отношению объема реального газа к объему идеального газа при одинаковых температурах и давлении.  $Z$ -можно определить из графика зависимости его от  $T$  и  $P$  (рис. 1)

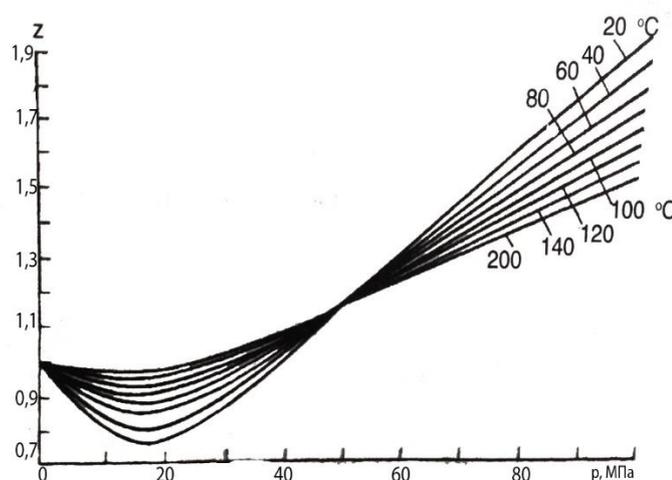


Рис. 1. График зависимости  $Z$  от  $T$  и  $P$

Содержание газа в буровом растворе в % определяют по выражению:

$$C = \frac{Q}{q} 100 \%, \quad (3)$$

где  $C$  – содержание газа в растворе, %;

$q$  – объемная скорость жидкости (расход),  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

из вышеприведенного уравнения (1) видно, что количество поступившего в раствор газа в процессе разрушения породы прямо пропорционально скорости проходки.



Указанные выше данные близки к реальным условиям большинства месторождений Узбекистана.

Таблица 1 Зависимость содержания газа в буровом растворе от скорости проходки

Скорость проходки, м/ч	Содержание газа в растворе, % при $K_y = 1,1$ , $K_n = 0,16$ , $P_{пл} = 50$ МПа, $T = 393$ °К, $Z = 0,8$ , $\alpha = 0,93$			
	$q = 10$ л/с	$q = 15$ л/с	$q = 20$ л/с	$q = 30$ л/с
1	3,31	2,21	1,66	1,10
2	8,28	5,53	4,14	2,76
3	13,25	8,85	6,63	4,42
4	18,22	12,17	9,11	6,08
5	23,19	15,50	11,60	7,74

Из табл. 1. видно, что увеличение скорости проходки по пласту приводит к интенсивному газонасыщению бурового раствора в результате перехода в раствор газа, заключительных в порах (кавернах) выбуриваемой породы.

Критическую скорость проходки по газоносным отложениям определим, подставив значения  $Q$  в формулу (1):

$$v_M = \frac{4 QzP_0 T_{пл}}{\pi D^2 m_n \alpha \beta_{\Gamma} P_{пл} T_0} \quad (4),$$

### Выводы и рекомендации.

- 1) Бурение по продуктивному отложению производить со скоростью не более 2-3 м/ч в зависимости от пропускной способности дегазатора.
- 2) Контролировать плотность раствора на выходе из скважины и после дегазатора.
- 3) Поддерживать СНС раствора в пределах 20-40 дПа, вязкость 30-40 с.
- 4) Перед подъемом бурильной колонны промыть скважину в течении 1,5 цикла циркуляции.

### Использованная литература:

1. Малеванский В.Д. Открытые газовые фонтаны и борьба с ними. М.: Гостоптехиздат, 1963-210 стр.
2. Игревский В.И. и Мангушев К.И. Предупреждение и ликвидация нефтяных и газовых фонтанов.- М.: «Недра», 1974.-190 с.



3. Рахимов А.К. Вскрытие пластов и крепление скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений.- Ташкент: «Фан», 1980.С. 20-80.
4. Рахимов А.К., Норматов А.Н., Телегин Б.В., Фаррахов Х.С. Опыт ликвидации газового фонтана на Аланском месторождении. - Москва: НТР «Бурение». № 5 1979.С. 11-13.
5. Рахимова А.А., Комилов Т.О. Способы кольматации трещин в осложнённых зонах скважин // Булатовские чтения III Международной научно-практической конференции. Сборник статей-2019. Том 3. С.68.
6. Рахимова А.А., Комилов Т.О. Способ изоляции зон поглощения промывочной жидкости в скважине // Булатовские чтения III Международной научно-практической конференции. Сборник статей-2019. Том 3. С.69.
7. Махаматхожаев Д.Р., Комилов Т.О. Тампонажный материал основе доломитов и золы уноса // “Фан ва техника тараққиётида интеллектуюл ёшларнинг ўрни” мавзусидаги Республика илмий-техникавий анжумани Маърузалар тўплами. Ташкент, 2019. С.543-544.
8. Рахимов А.А., Комилов Т.О. Способ доставки тампонажной смеси с применением контейнера спускаемого на кабеле для борьбы с поглощением бурового раствора // Материалы республиканской научно-технической конференции «Интеграция науки, образования и производства-важнейший фактор в реализации инвестиционных проектов нефтегазовой отрасли» 1 ноября 2019 года. Ташкент, 2019. С.194-197.
9. Умедов Ш.Х., Акрамов Б. Ш., Комилов Т.О., Ешмуратов А. Б. Разработка ресурсосберегающей высокопрочной тампонажной смеси на основе местного сырья // Энергоресурсоэффективные экологически безопасные технологии и оборудование сборник научных трудов Международного научно-технического симпозиума «Вторые международные Косыгинские чтения, приуроченные к 100-летию РГУ имени А.Н.Косыгина» на Международном Косыгинском Форуме-2019 «Современные задачи инженерных наук». Москва, 29 октября-01 ноября 2019 г.С.160-165
10. Комилов Т.О., Д.Р.Махаматхожаев Усовершенствованный состав бурового раствора для предупреждения поглощения промывочных жидкостей // “Нефтяное хозяйство” выпуск 1167- Москва, 2021. – С.68-74.
11. Komilov T.O., Ruzmanov F.I., Raximov A.A., Umedov Sh.X. Ways to create a quality wellbore for smooth casing flow // Palarch's journal of archaeology of egypt/egyptology VOL. 17 NO. 6.2020. P.3520-3523.



12. Ruzmanov F.I., Ashurov B.N., Umedov Sh.X., Komilov T.O. Landslide formation analysis during well drilling // Palarch's journal of archaeology of egypt/egyptology VOL. 17 NO. 6.2020. P.3494-3499.
13. Умедов Ш.Х., Акрамов Б.Ш., Нуриддинов Ж.Ф., Комилов Т.О. Новая тампонажно-полимерная смесь на основе местного сырья // «Наука и образование сегодня». №10(57); Москва, 2020 г. С. 18–22.
14. Бабаян Э.В. Технология управления скважиной при нефтегазоводопроявлениях. Краснодар: «Северная Кубань», 2006.-154 с.
15. Козодой А.К. К вопросу определения гидродинамического давления в скважине. -Волгоград: Труды Волгоградского НИИ нефтяной и газовой промышленности, вып. 15, 1969.С. 15-19.
16. Басарыгин Ю.М. Булатов А.И., Проселко Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. - М. «Недра», 2000.С. 228-324.