

Оригинальная статья / Original article

УДК 622.243

DOI: <http://dx.doi.org/10.21285/2541-9455-2019-42-1-86-92>

Определение давления разрыва обсадных колонн при бурении скважин на море

© В.И. Зайцев

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Российская Федерация

Резюме: Цель данной статьи – обратить особое внимание на величину давления разрыва обсадной колонны при бурении на нефть и газ на шельфе и море. При бурении в акватории эти колонны испытывают дополнительные нагрузки по сравнению с бурением на суше. Без учета особенностей бурения на море возможны осложнения и даже аварии. Ремонт же обсадных колонн при подводном устье скважины с привлечением нескольких вспомогательных судов и ремонтного оборудования очень сложен и требует огромных затрат. Сложность ремонтных работ на Севере и Дальнем Востоке Российской Федерации усугубляется суровыми и в большую часть года ледовыми условиями. Информации по этому вопросу в отечественной литературе практически нет. Автором проведен уточненный аналитический расчет давления разрыва обсадной колонны при подводном расположении устья скважины. Предлагается для определения давления разрыва обсадных колонн вносить поправки на глубину шельфа (моря) и высоту стола ротора над средним уровнем поверхности шельфа (моря). Особенно это важно при бурении на больших глубинах моря, где давление морской воды значительно возрастает. В статье приведена выведенная эмпирическая формула определения величины падения в штуцерной линии при включении штуцера в работу. Зная гидравлические потери в штуцерной линии, можно откорректировать затрубное давление в обсадной колонне на величину падения давления. Уточненный расчет давления разрыва обсадной колонны при бурении на шельфе (море) аналитическим способом является важной задачей, так как дает действительное его значение, что поможет предотвратить возможные осложнения и аварии.

Ключевые слова: бурение скважин, деформация, испытание, колонна, разрыв

Информация о статье: Дата поступления 27 декабря 2018 г.; дата принятия к печати 1 марта 2019 г.; дата онлайн-размещения 28 марта 2019 г.

Для цитирования: Зайцев В.И. Определение давления разрыва обсадных колонн при бурении скважин на море. *Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых.* 2019. Т. 42, № 1. С. 86–92. DOI: 10.21285/2541-9455-2019-42-1-86-92.

Determination of casing string burst pressure when offshore well drilling

© Vitaliy I. Zaitsev

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation

Abstract: The purpose of the article is to focus on the value of the casing string burst pressure under drilling for oil and gas on the shelf and offshore. When drilling offshore casing strings are subjected to additional stress in comparison with drilling on the land. The lack of allowance for the features of offshore drilling can lead to complications and even accidents. The repair of casing strings at underwater well mouth involving several auxiliary vessels and repair equipment is very complicated and costly. The complexity of repair works in the North and the Far East of the Russian Federation is aggravated by severe and ice conditions in the most part of the year. There is practically no information on this problem in the domestic literature. The author has performed a refined analytical calculation of the casing string burst pressure at the underwater position of the well mouth. For casing string burst pressure determination, it is proposed to make corrections for the depth of the shelf (sea) and the height of the rotor table above the average level of the shelf (sea) surface. This is especially important when drilling in deepwater where the pressure of sea water increases significantly. The article presents the derived empirical formula for determining the magnitude of the fall in the choke line when the choke is put into operation. Knowing the hydraulic losses in the

choke line, it is possible to correct the annular pressure in the casing string by the value of pressure drop. The refined calculation of the casing string burst pressure under drilling on the shelf (offshore) by an analytical method is an important task, since it gives the real value of pressure, which will enable to prevent possible complications and accidents.

Keywords: well drilling, deformation, test, string, burst

Information about the article: Received December 27, 2018; accepted for publication March 1, 2019; available online March 28, 2019.

For citation: Zaitsev V.I. Determination of casing string burst pressure when offshore well drilling. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektzii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, razvedka i razrabotka mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh = Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits*, 2019, vol. 42, no. 1, pp. 86–92. (In Russ.) DOI: 10.21285/2541-9455-2019-42-1-86-92.

Введение

Обсадные колонны используются для закрепления стенок скважины, сложенных недостаточно устойчивыми горными породами, разобщения различных пластов и создания долговременного канала для извлечения нефти и газа из скважины.

Эти колонны также могут служить каналом для нагнетания в скважины жидкости и газа¹.

Обсадные колонны для морских скважин отличаются от колонн, применяемых на суше: они имеют значительно большие размеры по диаметру². В морских скважинах направление обычно спускают на глубину 100–500 м в зависимости от общей глубины, а в некоторых особо опасных случаях (сейсмических районах) – до глубины 1000 м³.

Обсадные колонны могут крепиться на платформе буровой остановки или на дне шельфа в зависимости от нахождения устья скважины. В северных районах, где наблюдается множество ледяных скоплений, монтируют подводные устья скважин.

Данные колонны рассчитывают на прочность согласно инструкции, разработанной Всесоюзным научно-исследовательским институтом по транспортировке, хранению и применению нефтепродуктов для скважин, бурящихся на суше [1]. Наблюдения показывают, что обсадные колонны разрушаются под действием избыточных внутренних и наружных давлений, а также собственного веса.

Особенностью расчета обсадных колонн, бурящихся на шельфе и море, является учет дополнительных нагрузок на эти колонны, в частности давления морской воды [2].

Длина морской обсадной колонны увеличивается из-за добавления расстояния от ротора, находящегося на портале плавающей платформы, до поверхности моря и глубины самого моря. При этом на больших глубинах, например в 2500 м, колонна подвергается громадному давлению в 250 атм. (около 25 МПа) [3]. Она может смяться или сильно деформироваться. При бурении дна моря и дальнейшем углублении скважины внутреннее и

¹Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: учебник для вузов. М.: Недра, 1988. 501 с. / Bagratov R.A. Drilling machines and complexes. Moscow: Nedra Publ., 1988. 501 p.

²Калинин А.Г., Ганджумян Р.А., Мессер А.Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин. М.: Недра, 2005. 808 с. / Kalinin A.G., Gandzhumyan R.A., Messer A.G. Handbook of the

process engineer on deep well drilling. Moscow: Nedra Publ., 2005. 808 p.

³Зайцев В.И., Аверкина Е.В. Бурение нефтяных и газовых скважин на море: учебник. Иркутск: Изд-во ИРНТУ, 2017. 382 с. / Zaitsev V.I., Averkina E.V. Drilling of offshore oil and gas wells. Irkutsk: Irkutsk National Research Technical University Publ., 2017. 382 p.

наружное давления на обсадную колонну возрастают⁴ [4].

Предельное внутреннее давление, характеризующее сопротивляемость трубы внутреннему напорному давлению, определяется по давлению, при котором напряжения в меридиональном сечении трубы достигают предела текучести. Величина этого давления зависит от диаметра, толщины стенки и материала трубы [5, 6].

Сопротивление трубы внутреннему давлению бурового раствора, подаваемого буровыми насосами под большим давлением по высоконапорным трубам, возрастает с уменьшением диаметра и увеличением толщины стенки и прочности материала труб [7].

Предельные наружное давление, создаваемое давлением морской воды или пластовым давлением (стенкой скважины), может быть критическим и характеризуется давлением, при котором напряжение в сечении трубы достигает предела текучести. Смятие труб происходит при давлениях, превышающих критические на 10–18 %⁵.

Наиболее опасным избыточное наружное давление является для сечения обсадной колонны с наименьшим внутренним давлением или свободной от жидкости в колонне.

Целью данного исследования является определение давления разрыва обсадной колонны при подводном блоке противовыбросового оборудования, то есть при устье скважины, находящемся на дне водоема.

Опыт бурения на воде показывает, что определение давления разрыва обсадных колонн должно быть проведено с большой точностью для надежной их эксплуатации. В противном случае возможны осложнения и аварии, а ремонтные работы таких колонн на шельфе и море связаны с большими трудностями и огромными затратами. Хотя текущий и капитальный ремонт скважин на морских буровых установках и нефтепромыслах технологически существенно не отличаются от аналогичных работ на скважинах, расположенных на суше, их ремонт может быть связан с некоторыми осложнениями, возникающими в связи со следующими обстоятельствами:

- ограниченность рабочих площадок вокруг устьев морских скважин;
- значительная удаленность морских скважин от основных материально-технических баз, цехов и мастерских нефтегазодобывающих управлений;
- значительная зависимость ремонтных работ и операций по освоению скважин от гидрометеорологических условий в открытом море.
- требования охраны моря от загрязнения нефтью, пластовыми водами, кислотами, щелочами и химическими реагентами, а также песком, буровым шламом и грязью, насыщенными нефтью, и т. д.

Ремонтные работы на морских скважинах еще больше усложняются, если устье располагается под водой, то есть на дне моря.

Водолазы могут работать на глубинах до 150 м, к тому же это должен быть

⁴Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технология / под ред. У. Найонза, Г. Плизга; пер. с англ. СПб.: Профессия, 2009. 952 с. / Great reference book of an oil and gas production engineer. Mining. Equipment and Technology / under edition of W. Nyonz, G. Plizg; translated from English. Saint-Petersburg: Professiya Publ., 2009. 952 p.

⁵Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительства морских сооружений в Арктике: справочник / под. ред. А.Б. Золотухина, О.Т. Гудмстада, А.И. Ермакова. М.: Нефть и газ, 2000. 770 с. / Fundamentals of offshore oil and gas fields development and construction of offshore facilities in the Arctic / under edition of A.B. Zolotukhin, O.T. Gudmestad, A.I. Ermakov. Moscow: Oil and Gas Publ., 2000. 770 p.

водолаз, обученный ремонтным работам. Проведение буровых работ в настоящее время производится на акваториях свыше 2,5 км. Применение роботов пока проблематично. Ремонт обсадных колонн требует привлечения специальной техники: буксиров, водолазных судов, судов морских кранов и т. д. В связи с этим в некоторых сложных случаях такую скважину просто глушат с дальнейшим консервированием.

Методы исследования

Предлагается в связи с огромной сложностью ремонта и большими затратами ремонтных работ на море проводить уточненный аналитический расчет давления разрыва обсадных колонн, принимая во внимание не только глубину моря и его давление на колонну, но и расстояние от ротора до поверхности воды. Глубина шельфа должна учитываться не смотря на ее небольшие значения.

Результаты

Необходимо отметить, что отечественных литературных источников по определению давления разрыва обсадных колонн при бурении на море нет.

Для определения максимальных внутренних давлений в обсадной колонне установим максимально допустимую плотность бурового раствора $\rho_{б.р.}^{max}$ при подводном устье скважины исходя из данных испытания зоны башмака обсадной колонны:

$$\rho_{б.р.}^{max} = \rho_{исп.} + \rho_{б.р.},$$

где $\rho_{исп.}$ – плотность раствора для испытаний, кг/м³; $\rho_{б.р.}$ – плотность применяемого бурового раствора, кг/м³;

$$\rho_{б.р.}^{max} = 10^6 \cdot \frac{P_{утеч.}}{H_{баш.} \cdot g} + \rho_{б.р.},$$

где $P_{утеч.}$ – давление испытания на утечку зоны башмака обсадной колонны, МПа; $H_{баш.}$ – глубина от стола ротора плаваю-

щей платформы до башмака обсадной колонны по вертикали, м; g – ускорение силы тяжести, м/с²; $\rho_{б.р.}$ – плотность применяемого бурового раствора, кг/м³.

$$H_{баш.} = l_1 + l_2 + L,$$

где l_1 – расстояние от ротора до поверхности воды, м; l_2 – глубина акватории, м; L – глубина скважины по вертикали, м.

С учетом полученной максимально допустимой плотности бурового раствора определим максимально допустимое наружное давление в обсадной колонне, то есть затрубное давление $P_{затр.}^{max}$:

$$P_{затр.}^{max} = 10^{-6} (\rho_{б.р.}^{max} - \rho_{б.р.}) g \cdot H_{баш.}$$

Данная формула преобразована из известной формулы определения плотности бурового раствора без учета суммарной репрессии на пласт:

$$\rho_{б.р.} = P_{пл.} / g \cdot H,$$

где $P_{пл.}$ – пластовое давление, МПа; H – глубина скважины, м.

Затем определяем внутреннее давление достижения предела текучести $P_{тек.}$ для обсадной колонны с учетом ее материала изготовления по таблице из справочного руководства по бурению нефтяных и газовых скважин.

В найденную величину внутреннего давления, при котором напряжения в теле обсадной трубы достигают предела текучести, вводим поправку в виде коэффициента безопасности $k_б$, равного 0,7–0,8.

Получаем исправленное внутреннее давление достижения предела текучести материала обсадной колонны $P_{испр.тек.}$:

$$P_{испр.тек.} = P_{тек.} \cdot k_б,$$

где $P_{тек.}$ – давление достижения предела текучести, МПа; $k_б$ – коэффициент безопасности.

При значительных глубинах бурения принимают $k_б$ равным 0,7–0,75, при незначительных – 0,8⁶.

⁶Калинин А.Г., Ганджумян Р.А., Мессер А.Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин. М.: Недра, 2005. 808 с. / Kalinin A.G.,

Gandzhumyan R.A., Messer A.G. Handbook of the process engineer on deep well drilling. Moscow: Nedra Publ., 2005. 808 p.

Для учета внутреннего давления определяем гидростатическое давление используемого бурового раствора $P_{г.с.}$. При этом учитываем глубину от стола ротора до дна моря:

$$P_{г.с.} = \rho_{б.р.} \cdot g \cdot (l_1 + l_2).$$

Получаем гидростатическое давление используемого бурового раствора $P_{г.с.}$ в паскалях, переводим в мегапаскаля.

Затем учитываем наружное давление на колонну морской воды. Для этого определяем наружное гидростатическое давление, создаваемое морской водой, $P_{г.с.м.}$:

$$P_{г.с.м.} = \rho_{м.} \cdot g \cdot l_2,$$

где $\rho_{м.}$ – плотность морской воды, кг/м³.

Определяем давление разрыва обсадной колонны $P_{разр.}$ с учетом гидростатических давлений бурового раствора и морской воды:

$$P_{разр.} = P_{испр.тек.} + P_{г.с.м.} - P_{г.с.}$$

Приведем пример расчета давления разрыва обсадной колонны при подводном расположении устья скважины.

Имеем следующие данные:

$P_{утеч.}$ – давление испытания на утечку – 6 МПа;

$H_{баш.}$ – глубина от стола ротора до башмака обсадной колонны по вертикали – 1300 м.;

$\rho_{б.р.}$ – плотность используемого бурового раствора – 1150 кг/м³;

$\rho_{м.}$ – плотность морской воды – 1030 кг/м³;

l_1 – высота стола ротора над поверхностью моря – 30 м;

l_2 – глубина воды – 470 м;

$k_б$ – коэффициент безопасности;

$P_{тек.}$ – внутреннее давление достижения предела текучести в теле трубы – 512 кгс/см²;

Q – расход жидкости – 15 л/с;
 $l_{шт.}$ – длина штуцерной линии – 500 м;

$d_{шт.}$ – внутренний диаметр штуцерной линии – 0,063 м.

Определяем допустимую плотность бурового раствора исходя из данных испытания на утечку зоны башмака обсадной колонны:

$$\rho_{б.р.}^{max} = 10^6 \cdot \frac{6}{1300} \cdot 9,8 + 1150 = 1621 \text{ кг/м}^3.$$

Рассчитываем максимально допустимое наружное давление в обсадной колонне (затрубное давление):

$$P_{затр.}^{max} = 10^{-6}(1621 - 1150) \cdot 9,8 \cdot 1300 = 6 \text{ МПа.}$$

По справочнику⁷ находим внутреннее давление достижения предела текучести в теле трубы (группа прочности Д) $P_{тек.} = 512 \text{ кгс/см}^2$.

Исправленное давление достижения предела текучести

$$P_{испр.тек.} = 512 \cdot 0,8 = 401 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем гидростатическое давление, оказываемое используемым буровым раствором:

$$P_{г.с.} = 1150 \cdot 9,8 \cdot (470 + 30) = 63,5 \text{ КПа} = 56,3 \text{ кгс/см}^2.$$

Гидростатическое давление, оказываемое морской водой,

$$P_{г.с.м.} = 1030 \cdot 9,8 \cdot 470 = 744180 \text{ Па} = 47,4 \text{ кгс/см}^2.$$

Рассчитаем давление разрыва обсадной колонны:

$$P_{разр.} = 401 + 47,4 - 56,3 = 392,1 \text{ кгс/см}^2 = 39,2 \text{ МПа.}$$

При выводе скважины на штуцер при подводном устье давление в обсадной колонне, так называемое затрубное давление, необходимо откорректировать с учетом уменьшения на величину

⁷Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технология / под ред. У. Найонза, Г. Плизга; пер. с англ. СПб.: Профессия, 2009. 952 с. / Great reference book of petroleum and gas production

engineers. Mining. Equipment and Technology / under edition of W. Nyonz, G. Plizg; translated from English. Saint-Petersburg: Professiya Publ., 2009. 952 p.

падения давления (гидравлических потерь) в штуцерной линии $\Delta P_{шт.}$:

$$P_{ум.затр.} = P_{затр.}^{max} - \Delta P_{шт.}$$

Для подсчета падения давления в штуцерной линии автором выведена экспериментальная формула:

$$\Delta P_{шт.} = 2,5 \cdot 10^{-12} \cdot P_{б.р.} \cdot l_{шт.} \cdot \frac{Q^2}{d_{шт.}^4},$$

$$\Delta P_{шт.} = 2,5 \cdot 10^{-12} \cdot 1150 \cdot 500 \cdot 15^2 / 0,063^4 = 20,53 \text{ кг/см}^2 = 2,014 \text{ МПа.}$$

Тогда затрубное давление в обсадной колонне

$$P_{ум.затр.} = 6 - 2,01 = 3,99 \text{ МПа.}$$

Получено реальное давление (затрубное) в обсадной колонне при работе штуцера.

Заключение

На основе вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. Уточненный расчет с учетом расстояний от ротора до поверхности моря и от поверхности воды до дна водоема, а также принятие во внимание давления морской воды позволяет получить действительную величину давления разрыва обсадной колонны при бурении на море. Это, возможно, позволит избежать лишних осложнений и аварий, связанных с колоннами.

2. В процессе коррекции давлений выведена эмпирическая формула падения давления в штуцерной линии и определено реальное затрубное давление в обсадной колонне при работе штуцера.

Библиографический список

1. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мизоев Б.А. Оборудование и освоение морских нефтегазовых месторождений. М.: Академия горных наук, 1999. 374 с.

2. Зайцев В.И., Карпиков А.В. Экологические проблемы очистки акваторий при бурении и эксплуатации нефтяных скважин в Арктике // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2013. № 2. С. 109–114.

3. Зайцев В.И. Тенденции развития бурения на нефть и газ на континентальном шельфе России // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследова-

ний: материалы Всерос. науч.-техн. конф. «Геонаука-60». Иркутск, 2012. Вып. 12. С. 173–180.

4. Скрыпник С.Г. Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на море. М.: Недра, 1989. 310 с.

5. Доусон Т. Проектирование сооружений морского шельфа / пер. с англ. М.: Олимп-Бизнес, 2001. 416 с.

6. Леффлер У., Паттароззи Р., Стерлинг Г. Глубоководная разведка и добыча нефти / пер. с англ. М.: Олимп-Бизнес, 2008. 272 с.

7. Хайн Н. Геология разведки, бурения и добычи нефти / пер. с англ. М.: Олимп-Бизнес, 2008. 532 с.

References

1. Vyakhirev R.I., Nikitin B.A., Mizoev B.A. *Obustroistvo i osvoenie morskikh neftegazovykh mestorozhdenii* [Equipment and development of offshore oil and gas fields]. Moscow: Akademiya gornykh nauk Publ., 1999, 374 p. (In Russ.).

2. Zaitsev V.I., Karpikov A.V. Environmental problems of cleaning up water areas under drilling and operation of oil wells in the Arctic. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya seksii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, poiski i razvedka rudnykh mestorozhdenii* [Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences, Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Prospecting and Exploration of Ore Deposits], 2013, no. 2, pp. 109–114. (In Russ.).

3. Zaitsev V.I. *Tendentsii razvitiya bureniya na nef' i gaz na kontinental'nom shel'fe Rossii* [Development trends of drilling for oil and gas on Russian continental shelf]. *Materialy Vseros. nauch.-tekhn. konf "Geonauka-60" "Geologiya, poiski i razvedka poleznykh iskopaemykh i metody geologicheskikh issledovaniy"* [Materials of All-Russian scientific and technical conference "Geoscience-60" "Geology, prospecting and exploration of minerals and methods of geological researches"]. Irkutsk, 2012. Iss. 12, pp. 173–180. (In Russ.).

4. Skrypnik S.G. *Tehnika dlya bureniya neftyanikh i gazovykh skvazhin na more* [Equipment for offshore drilling of oil and gas wells]. Moscow: Nedra Publ., 1989, 310 p. (In Russ.).

5. Dawson T. Offshore Structural Engineering, 2001, 416 p. (Russ. ed.: *Proektirovanie sooruzhenii morskogo shel'fa*. Moscow: Olimp-Biznes Publ., 2001, 416 p.).

6. Leffler W., Pattarozzi R., Sterling G. Deep-water Petroleum Exploration and Production, 2008, 272 p. (Russ. ed.: Leffler U., Pattarozzi R., Sterling G.

Glubokovodnaya razvedka i dobycha nefiti. Moscow: Olimp-Biznes Publ., 2008, 272 p.).

7. Hynes N. Geology of Petroleum Exploration, Drilling and Production, 2008, 532 p. (Russ. ed.: Khain N. *Geologiya razvedki, bureniya i dobychi nefiti*. Moscow: Olimp-Biznes Publ., 2008, 532 p.).

Критерии авторства

Зайцев В.И. написал статью, имеет на нее авторские права и несет ответственность за плагиат.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Информация об авторах

Зайцев Виталий Иванович, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Института недропользования Иркутского национального исследовательского технического университета, г. Иркутск, Российская Федерация; e-mail: zaicshev@istu.edu

Authorship criteria

Vitaliy I. Zaitsev has written the article, has all author's rights and bears the responsibility for plagiarism.

Conflict of interests

The author declares that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.

Information about the authors

Vitaliy I. Zaitsev, Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department of Oil and Gas Business of the Institute of Subsoil Use of Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation; e-mail: zaicshev@istu.edu