УДК 550.822.622.24

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ПОЛУРОГРУЖНЫХ ПЛАВУЧИХ БУРОВЫХ УСТАНОВКАХ

♦♦♦♦♦

DETERMINATION OF HYDROMECHANICAL PRESSURES WHEN DRILLING WELLS WITH SEMI-ROAD FLOATING DRILLING RIGS

Ибрагимов Рафик Салман оглы
кандидат технических наук,
доцент,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
rafiq.ibrahimov@yahoo.com

Бахшалиуева Ширин Октай кызы
доктор философии,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности

Ефендиева Лейла Зохраб кызы
младший научный сотрудник
НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии»
Азербайджанского государственного
университета нефти и промышленности

Аннотация. В статье показано, что бурение с полурогружных плавучих буровых установках глубоких морских скважин предупреждения осложнений, связанных с изменением гидромеханическая давления, приобретают особое значение. В статье приведен анализ, что при бурение скважины с плавучими буровыми установками превенторный блок находится на дне моря и по этому гидромеханическое давление зависит от длины и диаметра линии дросселирования, имеющейся в наличии в циркуляционной системе, от изгибов линии дросселировани в самом превенторе, от толщины глинистой отложений нарастающей внутри линии дросселирования при длительной работе и т.д. Данная статья посвящена обзору способа ликвидации проявлений с применением формулой для глушения скважины. Показано, что рассчитанные давления на устье скважины меньше, чем по методике глушения скважины. Предложен, что во время глушения газо-нефте-водо проявления учесть гидродинамические давление по формуле.

Ключевые слова: морские скважины, гидромеханическая давления, забойного давления, превенторный блок, техническая колонна, удельный вес.

Ibragimov Rafik Salman
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Azerbaijan State University
of Oil and Industry
rafiq.ibrahimov@yahoo.com

Bakshaliuova Shirin Oktay
Doctor of Philosophy,
Azerbaijan State University of Oil
and Industry

Efendieva Leila Zohrab
Junior Researcher Research Institute
of Geotechnological Problems of Oil,
Gas and Chemistry
Azerbaijan State University of Oil
and Industry

Annotation. This article demonstrates that preventing complications associated with changes in hydromechanical pressure is particularly important when drilling deep offshore wells using semicircular floating drilling rigs. The article analyzes how, when drilling wells using floating drilling rigs, the preventer stack is located on the seabed. Therefore, the hydromechanical pressure depends on the length and diameter of the choke line present in the circulation system, the bends in the choke line within the preventer itself, the thickness of the clay deposits that build up within the choke line during long-term operation, and so on. This article reviews a method for eliminating wellbore shows using a well-killing formula. It is shown that the calculated wellhead pressures are lower than those calculated using the well-killing method. It is proposed that, when killing gas-oil-water shows, the hydrodynamic pressure should be taken into account using a formula.

Keywords: offshore wells, hydromechanical pressure, bottomhole pressure, preventer unit, technical column, specific gravity.

Введение. При бурении с полурогружных плавучих буровых установках (ППБУ) глубоких морских скважин, предупреждения осложнений, связанных с изменением гидромеханическая давления, приобретают особое значение.

Однако до сих пор по исследованиям в этой области для скважин, проводимых с полурогружных плавучих буровых установках, уделялось мало внимания. Поэтому определения гидромеханического давления во время выполнения различных буровых операций на полурогружных плавучих буровых установках и максимального давления при глушении газо-нефте-водо проявления (ГНВП) было изучены нами [1–3].

Отметим, что при бурение скважины с ППБУ при которой превенторный блок находится на дне моря и по этому гидромеханическое давление зависит от длины и

диаметра линии дросселирования имеющейся в наличии в циркуляционной системе, от изгибов линии дросселирования в самом превенторах, от толщины глинистой отложений нарастающей внутри линии дросселирования при длительной работе и т.д.

Цель работы. Определение гидромеханических давлений при бурении скважин с полурогружных плавучих буровых установках на море.

Результаты и обсуждение. Рассмотрим только по изменению гидромеханического давления от гидродинамического давления при глушении ГНВП с целью предупреждения усугубления сложившейся ситуации по осложнению на буровой [4–6].

ГНВП, как начальная стадия развивающегося выброса, обычно схематизируется в виде пачки газа, образующейся в скважине при определенном стечении обстоятельств [7].

На рисунке 1 показана схема расположения пачки газа в скважине, пробуренной с ППБУ.

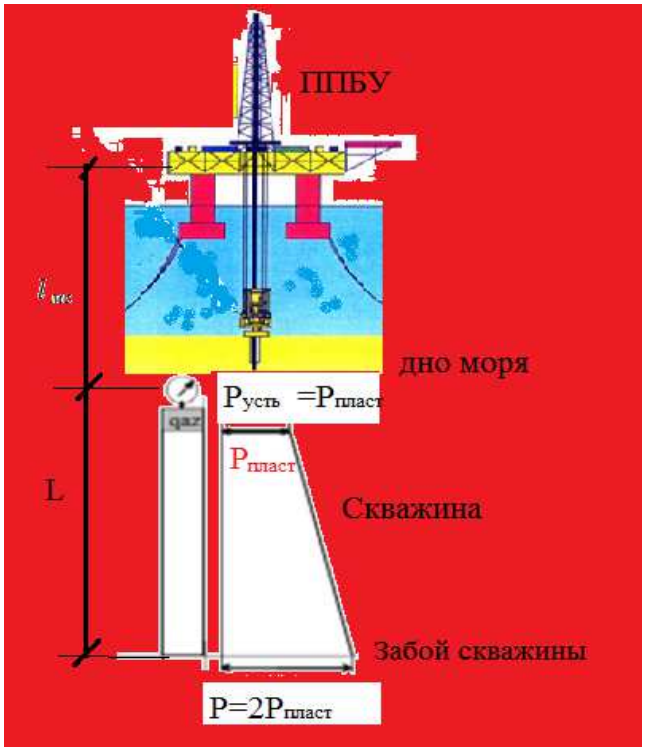

Рисунок 1 – Расположения пачки газа в скважине, пробуренной с ППБУ

В данном случае величина забойного давления, учитывая [8, 9, 11] при установившемся движении определится из выражения:

$$P_{заб} = 0{,}5 \cdot [\gamma_1 (L - l_{м.с.}) + \gamma_2 L_2] + P_{трение} + P_{м.с.} + P_{газ} + P_{г.м.} + P_{устье} \quad (1)$$

где γ_1 – удельный вес рабочей промывочной жидкости, кг/м^3; γ_2 – удельный вес промывочной жидкости после утяжеления, кг/м^3; L – высота столба промывочной жидкости в скважине, м; L_2 – высота столба утяжеленного бурового раствора, м; $P_{трение}$ – потери давления на трение при движении элементов столба промывочной жидкости; $P_{газ}$ – давление столба газа, МПа; $P_{гдм}$ – гидромеханическое давление, МПа; $P_{устье}$ – давление на устье скважины, МПа.

Величина гидромеханического давления зависит от длины бурильной колонны, находящейся в скважине, то на ППБУ во время аварийного отсоединения не учитывается расстояние бурильной колонны от ротора до дна моря, так как превентор расположен на дне моря.

При неблагоприятных погодных условиях (ветер, волнение моря, сильные подводные течи, при подходе судна на ППБУ и т.д.) выполнение различных операций при проводке скважины с ППБУ приводит к изменению величины гидродинамического дав-

ления в стволе: из-за колебаний, кренов и дифферента ППБУ оно увеличивается или уменьшается, что отражает показания манометра. Это можно выразить формулой:

$$P = P_{сп} - P_{гд} \pm P'_{гд}, \quad (2)$$

где $P_{ст}$ – статическое давление, МПа; $P_{г.д.}'$ – дополнительное гидродинамическое давление вследствие колебаний ППБУ, МПа.

В промысловых условиях величина дополнительного гидродинамического давления определяется следующим образом.

В процессе промывки скважины (перед подъемом инструмента, во время бурения) при различных расходах промывочной жидкости с помощью пульте определяется давление в циркуляционной системе ($P_{исх}$) [12, 13].

Затем, при колебаниях ППБУ, что показывает манометр, приподнятой на длину рабочей трубы бурильной колонной производится спуск или подъем бурильного инструмента с промывкой при тех же величинах расхода и определяется давление ($P_{опр}$) [11].

Разность:

$$P_{опр} - P_{исх} = P'_{гд}. \quad (3)$$

Характеризует величину дополнительного гидродинамического давления, возникающего при выполнении технологических операций на ППБУ.

При глушении ГНВП необходимо знать плотность утяжеленной промывочной жидкости и максимальное давление на устье скважины, проводимой с ППБУ.

Плотность промывочной жидкости, требуемая для глушения ГНВП на скважинах, определяется согласно [4], но для ППБУ эта формула требует поправки:

$$\rho_{утяж} = \gamma + \kappa + \frac{P_{из.к}}{0{,}1(L - l_{тс})}, \quad (4)$$

где γ – удельный вес промывочной жидкости в момент проявления, кг/м^3; L – глубина скважин или длина колонны, м; $P_{из.к}$ – избыточное давление при закрытом подводно-устьевом оборудовании (ПУО) на ППБУ. Его можно определить на штуцерном манифольде у линии дросселирования, где установлен манометр, кг/см^2; K – коэффициент безопасности, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым при глушении скважин; в зависимости от глубины принимается из условия предотвращения гидроразрыва пласта (ГРП), т.е. $\rho_1 > \rho_г$ (до 1500 м – 0,036; от 1500 до 3000 м – 0,020; свыше 3000 м – 0,010).

При глушении ГНВП наиболее высокое давление в любом поперечном сечении скважины возникает в момент подхода к нему верхней границы газа. После прохождения верхней границы давление в этом сечении резко падает [14].

Максимальное давление на глубине L при глушении ГНВП определяется согласно [9, 10], но для ППБУ формула требует изменения с учетом специфики бурения.

В нашем случае, при закрытом ПУО, когда инструмент находится в башмаке колонны:

$$P_{y\max} = P_3(\Delta P_{мс} + \Delta P_{и.п.}), \quad (5)$$

где $P_з$ – забойное давление; $P_{м.с.}$ – потери давления по длине дросселирования; $P_{и.п.}$ – потери давления на участках изгиба превенторного блока.

В случае применения формулы Дарси-Вейсбаха потери давления определятся из следующего выражения, согласно [3]:

$$\Delta P = \frac{\gamma}{2g} \sum_{i=4}^{4} \lambda_i \frac{l_i}{\delta_i} (v_i + \frac{U_0}{2})^2, \quad (6)$$

где l_i – длина соответственно турбобура, УБТ, замковых соединений и бурильных труб; λ_i – коэффициенты гидравлических сопротивлений в зонах турбобура, УБТ, замковых соединений и бурильных труб; δ_i – зазор между стенкой скважины и инструментом в сечениях зон i = 1, 2, 3, 4; u_o – скорость спуска бурильного инструмента; v_i – скорость течения жидкости в сечениях зон соответственно турбобура, УБТ, замковых соединений и бурильных труб; γ – удельный вес жидкости.

Тогда выражение (6) примет вид согласно формуле Вейсбаха:

$$\Delta P = \xi_l \frac{V_m^2}{2g} \gamma, \tag{7}$$

где ξ_l – коэффициент местного сопротивления; V_m – сребняя скорость течения, которая определяется по формуле из (5):

$$V_m = \frac{4Q}{\pi d^2}, \tag{8}$$

где Q – расход жидкости, м^3/с; d – диаметр бурильной колонны, м.

Коэффициент ξ_l зависит от конфигурации зоны возмущения, режима течения, изгибов, изменений площади проходного сечения.

Для резкого сужения проходного сечения известна формула Бордо-Карно:

$$\xi_l = 2\left(\frac{D^2}{D_{\min}^2} - 1\right)^2, \tag{9}$$

где $Д_{min}$ – минимальный диаметр суженного проходного сечения, для ППБУ типа Шельф, $Д_{min}$ =0,635 м; D – диаметр спущенной технической колонны, м.

По таблице из (5) для колена:

$$\xi_l = \left[0{,}131 + 0{,}163\left(\frac{D_{\min}}{R}\right)^{3{,}5}\right]\left(\frac{\delta}{90}\right)^{0{,}5} + 0{,}0035\frac{R}{D_{\min}}\delta, \tag{10}$$

где R – радиус искривления, м. Принимается 0,5 ≤ R/D ≤ 2,5; δ – угол искривления, 0 < δ < 180°.

Так как для ППБУ $Д_{min}$ =0,635 м, тогда 0,32 ≤ R ≤ 1,59. Принимаем R = 1 м, δ = 90°, в этом случае ξ_l = 0,081.

При подстановке в (5) полученных выражений формула принимает вид:

$$P_{y\max} = P_3 - \frac{2Q}{g\pi D^2}\gamma\left[\left(\frac{D^2}{0{,}403} - 1\right)^2 + 0{,}081\right]. \tag{11}$$

При закрытом превенторе:

$$P_3 = \gamma L_k + P_{из.к} \tag{12}$$

Тогда,

$$P_{y\max} = \left\{L_k - \frac{2Q}{\pi g D^2}\left[\left(\frac{D^2}{0{,}403} - 1\right)^2 + 0{,}081\right]\right\}\gamma + P_{из.к}, \tag{13}$$

где L_k – длина спущенной технической колонны, м; Q – производительность насоса при глушении ГНВП, л/с.

Формула (13) удобна для практических расчетов, ее можно использовать при составлении проектов на строительство скважин с ППБУ.

Применим полученную формулу на практике, для чего рассмотрим случаи глушения ГНВП на ППБУ Шельф-3 и Шельф-1.

На ППБУ Шельф-3 при проводке скв. 3, на пл. Кяпаз во время опробования 3 объекта (3628–3618 м) произошло проявление из-за дефекта трубы. Максимальное давление во время глушения было 28,0 МПа, данные даны в таблице. На ППБУ Шельф-1 в скв. 3 пл. Азери спустили 339,7 мм техническую колонну на глубину 1901 м. При цементировании колонны произошло катастрофическое поглощение, которое явилось причиной снижения давления на проницаемый пласт, вскрытый в интервале 1856–1978 м, вследствие чего пласт начал проявлять. Скважина была заглушена. Данные приведены в таблице 1. Для сравнения давления на устье скважин рассчитаны по известной «Методике глушения скважин» и предложенной формуле (13).

Таблица 1 – Изменение давления на устье скважин от объема закачиваемой жидкости в период плавного глушения

ППБУ Шельф-3			ППБУ Шельф-1		
Объем промывочной жидкости, л/с	Рассчитанные давления на устье скважины		Объем промывочной жидкости, л/с	Рассчитанные давления на устье скважины	
	По «Методике глушения скважин»	По предложенной формуле		По «Методике глушения скважин	По предложенной формуле
17,5	13,5	10,0	52,0	6,0	5,0
30,0	15,7	12,5	53,0	6,7	5,7
47,5	17,8	14,5	55,7	8,5	6,5
60,5	18,0	15,0	60,5	12,0	7,8
75,5	19,5	16,5	69,5	10,5	10,0
85,5	23,6	18,0	71,8	9,8	9,5

Выводы:

1. Давления на устье скважины, рассчитанные по предложенной формуле, ниже, чем определяемые по «Методике глушения скважин».

2. Предложенная формула учитывает местные сопротивления на линии дросселирования и другие специфические особенности проводки скважины с ППБУ.

Литература

1. Газопроявления в скважинах и борьба с ними / А.И. Булатов [и др.]. – М. : Недра, 1969. – 278 с.
2. Сеид-Рза М.К. Технология бурения глубоких скважин в осложненных условиях. – Азернешр, 1963.
3. Методика определения параметров по регулированию гидродинамических давлений в процессе выполнения различных технологических операций / М.К. Сеид-Рза [и др.] // Тр. Инста АзНИПИнефть. – 1983.
4. Сеид-Рза М.К. К вопросу о газопровлениях при проводке скважин / М.К. Сеид-Рза, Ш.И. Исмайлов // АНХ. – 1986. – № 6.
5. Руководств по технологии бурения, предупреждению аварии и осложнение при проводке скважин (РД39-0147213-017-91) / М.К. Сеид-Рза [и др.]. – Бакы АзНИПИнефть, 1991 г.
6. Сидоров Н.А. Осложнения при бурении скважин / Н.А. Сидоров, Г.А. Ковтунов. – М. : Гостоптехиздат, 1959.
7. Сафаров Я.И. Вопросы регулирования гидравлического давления в процессе проводки скважин в условиях АВПД // Материалы IXX Всесоюзного научного семинара по гидравлике промывочных жидкостей и тампонажных растворов 29–31 мая 1980 г. – Баку, 1980. – С. 72–73.
8. Мовсумов А.А. Гидродинамические причины осложнений при проводке нефтяных и газовых скважин. – Азернешр, 1965. – 230 с.
9. Маковей Н. Гидравлика бурения. – М. : Недра, 1986.
10. Мирзаджанзаде А.Х. Временная инструкция по предупреждению осложнений, связанных с изменением гидродинамических давлений при бурении нефтяных и газовых скважин /

А.Х. Мирзаджанзаде, А.А. Мовсумов, Я.И. Сафаров. – Баку : АзНИИбурнефть, 1970.
11. Временная инструкция по исследованию поглощающих пластов и борьба с поглощенеи промывочной жидкости при бурении скважин / А.Н. Булатов [и др.]. – М. : ВНИИКРнефть, 1974.
12. Сеид-Рза М.К. РД 39-2-247-82 / М.К. Сеид-Рза, Р.И. Кулиев, Я.И. Сафаров // Методика по определению величин давления гидравлического разрыва пласта при бурении нефтяных и газовых скважин. – Баку : АзНИПИнефть, 1982.
13. Шевцов В.Д. Регулирование давления в бурящихся скважинах. – М. : Недра, 1984.
14. Шищенко Р.И. Гидравлика глинистых растворов. – Баку : Азернефтиздат, 1951.

References

1. Gas shows in wells and their control / A.I. Bulatov [et al.]. – M. : Nedra, 1969. – 278 p.
2. Seid-Rza M.K. Technology of deep well drilling in complicated conditions. – Azerneshr, 1963.
3. Methodology for determining parameters for regulating hydrodynamic pressures during various technological operations / M.K. Seid-Rza [et al.] // Transactions of the AzNIPIneft Institute. – 1983.
4. Seid-Rza M.K. On the issue of gas supply during well drilling / M.K. Seid-Rza, Sh.I. Ismailov // Academy of National Economy. – 1986. – № 6.
5. Guidelines for drilling technology, accident prevention and complications during well drilling (RD39-0147213-017-91) / M.K. Seid-Rza [et al.]. – Baku AzNIPIneft, 1991.
6. Sidorov N.A. Complications during well drilling / N.A. Sidorov, G.A. Kovtunov. – M. : Gostoptekhizdat, 1959.
7. Safarov Ya.I. Issues of regulating hydraulic pressure during well drilling under abnormally high pressure conditions // Proceedings of the IXX All-Union Scientific Seminar on Hydraulics of Drilling Fluids and Cementing Slurries, May 29–31, 1980. – Baku, 1980. – P. 72–73.
8. Movsumov A.A. Hydrodynamic Causes of Complications in Oil and Gas Well Drilling. – Azerneshr, 1965. – 230 p.
9. Makovey, N. Drilling Hydraulics. – M. : Nedra, 1986.
10. Mirzajanzade A.Kh. Temporary instructions for preventing complications associated with changes in hydrodynamic pressures during drilling of oil and gas wells / A.Kh. Mirzajanzade, A.A. Movsumov, Ya.I. Safarov. – Baku : AzNIIburneft, 1970.
11. Temporary instructions for studying absorbing formations and combating absorption of drilling fluid during well drilling / A.N. Bulatov [et al.]. – M. : VNIIKRneft, 1974.
12. Seid-Rza M.K. RD 39-2-247-82 / M.K. Seid-Rza, R.I. Kuliev, Ya.I. Safarov // Methodology for determining the values of hydraulic fracturing pressure during drilling of oil and gas wells. – Baku : AzNIPIneft, 1982.
13. Shevtsov V.D. Pressure regulation in drilling wells. – M. : Nedra, 1984.
14. Shishchenko R.I. Hydraulics of clay solutions. – Baku : Azerneftizdat, 1951.