

СРАВНЕНИЕ РЕЖИМОВ СПУСКА ОДНОРАЗМЕРНОЙ И ТЕЛЕСКОПИЧЕСКОЙ ОБСАДНОЙ КОЛОНН

С.Ю. Панаев

Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия

На современном этапе ведения буровых работ, когда возросли глубины бурения, часто стал проявляться такой вид осложнений, как недоведение обсадных колонн до проектных забоев. Для предотвращения этого осложнения необходимо разрабатывать комплекс мероприятий с целью оптимизации режимов спуска колонн. В работе проведена оценка влияния свойств буровых жидкостей на допустимые скорости движения колонн с разными геометрическими параметрами.

Цель данной работы – сравнение технологичности спуска одноразмерной и телескопической обсадной колонн для жидкостей с разными реологическими свойствами.

Произведен сравнительный расчет режимов спуска на примере Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения Республики Саха для одноразмерной 146-миллиметровой и телескопической обсадной колонн в скважину большой протяженности. Исследование проводилось для промывочной жидкости Шведова – Бингама и жидкости, описываемой степенной моделью. В работе использовалась программа СПО, разработанная на кафедре бурения УГТУ Ю.Л. Логачевым.

Анализ результатов свидетельствует о преимуществе телескопической колонны по сравнению с одноразмерной 146-миллиметровой, что отражается в большей скорости спуска. Такая конструкция позволит существенно снизить вес эксплуатационной колонны, обеспечить доведение колонны до конечного забоя при креплении скважины в горизонтальном участке за счет снижения суммарных гидравлических сопротивлений, оптимизировать параметры режима спуска колонны.

Ключевые слова: одноразмерная колонна, телескопическая колонна, технологичность спуска, конечный забой, жидкость Шведова – Бингама, степенная модель, допустимая скорость спуска, реологические свойства, самозаполнение, обратный клапан, подъем, промывка.

COMPARISON OF RUNNING PARAMETERS FOR UNIFORM-SIZED AND TELESCOPING STRINGS

S.Iu. Panaev

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russian Federation

At the modern stage of drilling operations when drilling depths have increased, a hazard of inability to run casing string to the target bottom has been observed more often. To prevent the hazard it is important to design a comprehensive program to optimize the string running parameters. The paper evaluates effects of mud fluids properties on allowable running speed of the strings with different geometric parameters.

The aim of the study is to compare technological effectiveness of running a uniform-sized and telescoping string for muds with different rheologic properties.

A comparative evaluation is made for running parameters by the example of the Chayandinskoye oil and gas-condensate field (the Republic of Sakha) for the uniform-sized 146-mm string and telescoping string within a long well. The study covered a Shvedov Bingham fluid and a fluid described by a power law model. The study involved the SPO computer application, developed by Yu.L. Logachyov at the department of drilling, Ukhta State Technical University.

The analysis shows an advantage of a telescoping string over a uniform-sized 146-mm string of a higher running rate. The construction permits to lower a weight of the production string, to ensure string running to the well bottom in casing a well in its horizontal part due to reduced overall hydraulic resistances and to optimize parameters of the string running parameters.

Keywords: uniform-sized string, telescoping string, technological effectiveness of running, well bottom, Shvedov – Bingham fluid, power law model, allowable running rate, rheological properties, self-priming, differential fill float collar, pulling out of string, flushing.

Введение

Горизонтальные скважины эффективно могут быть использованы как для бурения эксплуатационных скважин, так и для целей доразведки, разработки и доразработки на большинстве нефтяных и газовых месторождений [1–8].

Характерной особенностью работы горизонтального ствола является наличие переменного по его длине притока газа из пласта. Накапливающийся по всей протяженности ствола в продуктивном пласте флюид приводит к возможности применять разные диаметры колонны: меньшие диаметры на конечном забое и ступенчатое их увеличение по мере накопления флюида [9–13].

В Ухтинском техническом университете разработана методика определения оптимальных диаметров и длины элементов такой составной колонны для нефтяных залежей [14]. В таблице приведена конструкция телескопической эксплуатационной колонны для случая Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения Республики Саха.

Конструкция эксплуатационной колонны для Чаюдинского месторождения

Эксплуатационная колонна	Диаметр, мм	Длина по стволу, м
Первый участок (от забоя скважины)	114	1350
Второй участок	127	250 (от 1350 до 1600)
Третий участок	146	2438 (от 1600 до 4038)

Расчетная часть

Выполнен расчет режима спуска одноразмерной 146-миллиметровой и телескопической обсадной колонн в скважину с длиной ствола 4038 м.

Определение гидродинамических давлений и допустимых значений движения колонн требует многовариантных, ите-

рационных, циклических расчетов и, следовательно, применения ЭВМ и соответствующего программного обеспечения [15–18].

На графиках рис. 1, 2 приведены результаты расчетов допустимых скоростей спуска телескопической колонны и колонны 146-миллиметровой для вязкопластичной жидкости. Условия расчета следующие:

- для промывки скважины используется вязкопластическая жидкость;
- интервал изменения динамического напряжения сдвига от 1 до 4 Па;
- интервал изменения структурной вязкости от 0,015 до 0,03 Па·с;
- допустимые давления в заколонном пространстве от 3 до 6 МПа.

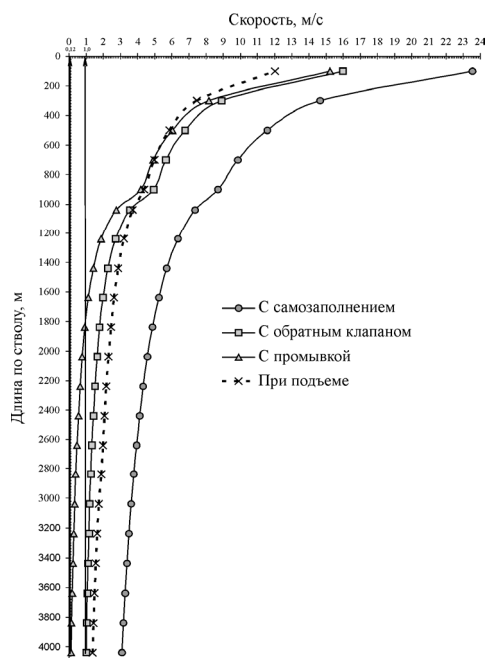


Рис. 1. Изменение допустимых скоростей движения одноразмерной колонны в зависимости от глубины скважины. Условия расчета: динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 2$ Па; структурная вязкость $\eta = 0,02$ Па·с; допустимое давление в кольцевом пространстве $P_{к.доп} = 6$ МПа

На рис. 3 приведена зависимость изменения скорости спуска телескопической

и 146-миллиметровой эксплуатационных колонн с обратным клапаном от величины структурной вязкости. Условия расчета: динамическое напряжение сдвига $I - \tau_0 = 1$ Па; $2 - \tau_0 = 2$ Па; $3 - \tau_0 = 4$ Па; допустимое давление в кольцевом пространстве $P_{к.доп} = 6$ МПа.

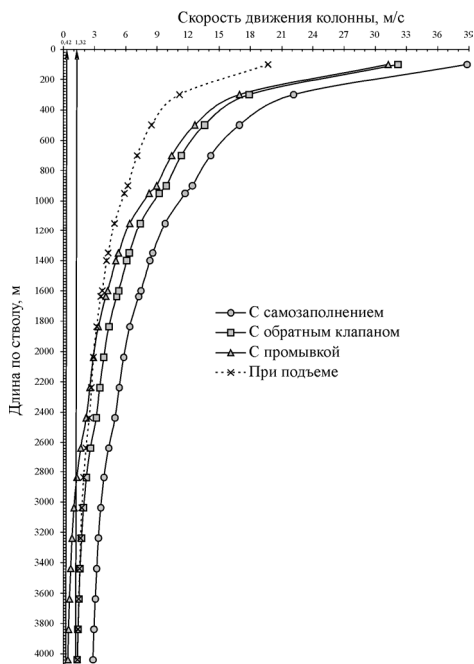


Рис. 2. Изменение допустимых скоростей движения телескопической колонны в зависимости от глубины скважины. Условия расчета: динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 2$ Па; структурная вязкость $\eta = 0,02$ Па·с; допустимое давление в кольцевом пространстве $P_{к.доп} = 6$ МПа

Зависимость изменения скоростей спуска колонн с обратным клапаном от изменения консистенции жидкости, описываемой степенной моделью жидкости, отражены на рис. 4.

При расчетах принят допустимый диапазон изменения показателя нелинейности от 0,4 до 0,8, консистенции от 1,6 до 2,8 Па·с. Ограничение по давлению в заколонном пространстве 6 МПа. Результаты свидетельствуют о лучшей вероятности допуска телескопической колонны до конечного забоя.

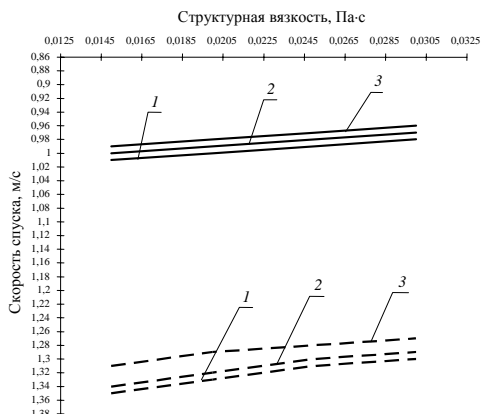


Рис. 3. Зависимость изменения скорости спуска телескопической и 146-миллиметровой эксплуатационных колонн с обратным клапаном от величины структурной вязкости: — — одноразмерная колонна; - - - - телескопическая колонна

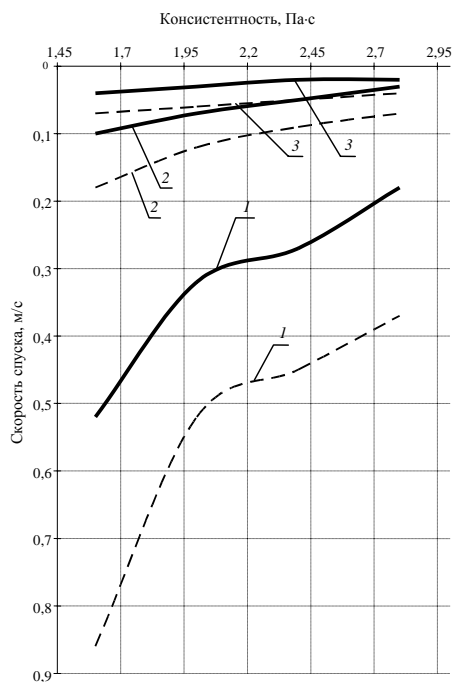


Рис. 4. Зависимость изменения скорости спуска обсадных колонн с обратным клапаном от изменения консистенции жидкости: — — одноразмерная колонна; - - - - телескопическая колонна

Таким образом, предлагается производить спуск колонны с обратным клапаном, т.е. обеспечить «всплывание» колонны в горизонтальном участке и ее допуск до конечного забоя [12, 19–21]. Рассчитаны допустимые скорости спуска телескопической колонны в горизонтальном участке.

Для случая промывочной жидкости с реологией Шведова – Бингама и диапазоном изменения структурной вязкости от 0,015 до 0,03 Па·с, получены следующие скорости на конечном забое:

– динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 1$, скорость спуска 1,35–1,3 м/с;

– динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 2$, скорость спуска 1,34–1,29 м/с;

– динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 4$, скорость спуска 1,31–1,27 м/с.

Для случая промывочной жидкости, описываемой степенной моделью с показателем нелинейности $n < 1$ (псевдопластическая жидкость) и диапазоном изменения консистенции от 1,6 до 2,8 Па·с получены следующие скорости на конечном забое:

– показатель нелинейности $n = 0,4$, скорость спуска 0,86–0,37 м/с;

– показатель нелинейности $n = 0,6$, скорость спуска 0,18–0,07 м/с;

– показатель нелинейности $n = 0,8$, скорость спуска 0,07–0,04 м/с.

Заключение

Таким образом, для успешного спуска обсадной колонны рекомендуется использовать псевдопластическую жидкость с показателем нелинейности 0,4 или использовать жидкость с более высоким коэффициентом консистенции.

Видно преимущество в технологичности спуска телескопической колонны по сравнению с одномерной 146-миллиметровой, что отражается в возможности большей скорости спуска. Конструкцию эксплуатационной колонны предлагается усовершенствовать путем оптимизации диаметра и длин ее секций, что позволит снизить металлоемкость, суммарные гидравлические сопротивления по длине ствола, улучшить ее проходимость в скважине при спуске, и обеспечить допуск до конечного забоя.

Список литературы

1. Ахмадеев Р.Г., Гайворонский И.Н., Мордвинов А.А. Вскрытие продуктивных пластов бурением и перфорацией и подготовка скважин к эксплуатации / ПермНИПИнефть. – Пермь, 1985. – 136 с.
2. Басниев К.С., Алиев З.С., Черных В.В. Методы расчета дебитов горизонтальных, наклонных и многоствольных газовых скважин / ИРЦ Газпром. – М., 1999. – 47 с.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 2000. – 325 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых. – М.: Недра, 2001. – 675 с.
5. Борисов Ю.П. Учет неоднородности пласта при проектировании разработки нефтяной залежи // Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта. – М.: Гостехиздат, 1959. – 260 с.
6. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 289 с.
7. Булатов А.И., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин. – Краснодар: Совет. Кубань, 2008. – 424 с.
8. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 т. – М.: Недра, 1993–1996.
9. Булатов А.И., Уханов Р.Ф. Совершенствование гидравлических методов цементирования скважин. – М.: Недра, 1978. – 240 с.
10. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 199 с.
11. Beck F.F., Powell I.W., Zamora M.A. Clarified Xanthan Drill – in Fluid for Preedhol Day Horizontal Wells // SPE. – 1993. – Paper № 25767.

12. Estes J., Randall B., Bridges K. Bingham plastic fluids more effectively clean horizontal holes // *OGI*. – 1996. – Vol. 94, № 46. – P. 89–93.
13. Grodde K.H. Rheologie Kolloider Suspensionen, insbesondere der Bohrpulungen // *Erdol und Kohle*. – Vol. 13, № 1. – 1960. – P. 11.
14. Научное обоснование конструкции скважины с большой протяженностью горизонтального участка / С.А. Кейн, В.П. Пятибрат, В.Ф. Буслаев, И.М. Литвинкович // *Технологии ТЭК*. – М., 2005. – № 1. – С. 24–26.
15. Логачев Ю.Л., Осипов П.Ф. Методические указания по эксплуатации программы СПО / Ухт. гос. техн. ун-т. – Ухта, 2002. – 15 с.
16. Логачев Ю.Л., Каменских С.В., Осипов П.Ф. Математическая модель оптимизации режимов бурения // *Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: междунар. конф.-семинар им. Д.Г. Успенского*. – Ухта, 1998. – С. 71–74.
17. Логачев Ю.Л., Михарев В.В. Выбор реологических характеристик буровых растворов для обеспечения эффективной очистки стволов скважин с большими зенитными углами // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – М., 2002. – № 6. – С. 12–17.
18. Логачев Ю.Л., Осипов П.Ф. Гидравлические расчеты в бурении. Ч. 1. Методические указания по практическим занятиям для специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин» (учеб.-метод. разработка). – Ухта, 1996. – 159 с.
19. Delleinger T., Gravley W., Tolle G. Directional technology will extend drilling reach // *Oil Gas Journal*. – 1980. – № 5. – P. 15–18.
20. Drilling – in fluids improve high-angle production // *Petrol. Eng. Int.* – 1995. – Vol. 67, № 4. – P. 10–11.
21. EPA Industrial Technology Division, Appendix 3 – Drilling Fluids Toxicity Test Proposed Regulation for the Offshore subcategory of the Oil and Gas Extraction Point Source Category, 50, FR 34592. – 1985. – May.

References

1. Akhmadeev R.G., Gaivoronskii I.N., Mordvinov A.A. Vskrytie produktivnykh plastov bureniem i perforatsiei i podgotovka skvazhin k ekspluatatsii [Productive formation exposing by drilling and perforation and well completion]. Perm': PermNIPIneft', 1985. 136 p.
2. Basniev K.S., Aliev Z.S., Chernykh V.V. Metody rascheta debitov gorizontal'nykh, naklonnykh i mnogostvol'nykh gazovykh skvazhin [Methods of evaluating output of horizontal, directional and branched gas wells]. Moscow: Gazprom, 1999. 47 p.
3. Basarygin Iu.M., Bulatov A.I., Proselkov Iu.M. Zakanchivanie skvazhin [Well completion]. Moscow: Nedra, 2000. 325 p.
4. Basarygin Iu.M., Bulatov A.I., Proselkov Iu.M. Tekhnologiya bureniia nefnianykh i gazovykh skvazhin [Technology of drilling of oil and gas wells]. Moscow: Nedra, 2001. 675 p.
5. Borisov Iu.P. Uchet neodnorodnosti plasta pri proektirovanii razrabotki neftianoi zalezhi [Considering heterogeneity in designing development of oil deposit]. *Razrabotka nefnianykh mestorozhdenii i gidrodinamika plasta*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1959. 260 p.
6. Borisov Iu.P., Pilatovskii V.P., Tabakov V.P. Razrabotka nefnianykh mestorozhdenii gorizonta'nymi i mnogozaboinymi skvazhinami [Oil fields development by horizontal and branched wells]. Moscow: Nedra, 1964. 289 p.
7. Bulatov A.I., Proselkov E.Iu., Proselkov Iu.M. Burenie gorizonta'nykh skvazhin [Drilling of horizontal wells]. Krasnodar: Sovetskaia Kuban', 2008. 424 p.
8. Bulatov A.I., Avetisov A.G. Spravochnik inzhenera po bureniiu [Drilling engineer guide]. Moscow: Nedra, 1993–1996, vol. 1–4.
9. Bulatov A.I., Ukhanov R.F. Sovershenstvovanie gidravlicheskiikh metodov tsementirovaniia skvazhin [Improvement of hydraulic methods of well cementing]. Moscow: Nedra, 1978. 240 p.
10. Berdin T.G. Proektirovanie razrabotki neftegazovykh mestorozhdenii sistemami gorizonta'nykh skvazhin [Oil and gas reservoir engineering using horizontal wells]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2001. 199 p.
11. Beck F.F., Powell I.W., Zamora M.A. Clarified Xanthan Drill – in Fluid for Preedhol Day Horizontal Wells. *SPE*, 1993, paper no. 25767.
12. Estes J., Randall B., Bridges K. Bingham plastic fluids more effectively clean horizontal holes. *OGI*, 1996, vol. 94, no. 46, pp. 89–93.
13. Grodde K.H. Rheologie Kolloider Suspensionen, insbesondere der Bohrpulungen. *Erdol und Kohle*, 1960, vol. 13, no. 1, p. 11.

14. Kein S.A., Piatibrat V.P., Buslaev V.F., Litvinkovich I.M. Nauchnoe obosnovanie konstruktssii skvazhiny s bol'shoi protiazhennost'iu gorizontalnogo uchastka [Scientific rationale for construction of the well with a long horizontal bore]. *Tekhnologii TEK*. Moscow: Vserossiiskii nauchno-issledovatel'skii institut organizatsii, upravleniia i ekonomiki neftegazovoi promyshlennosti, 2005, no. 1. pp. 24–26.

15. Logachev Iu.L., Osipov P.F. Metodicheskie ukazaniia po ekspluatatsii programmy SPO [User instructions for the SPO application]. Ukhtinskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 2002. 15 p.

16. Logachev Iu.L., Kamenskikh S.V., Osipov P.F. Matematicheskaia model' optimizatsii rezhimov bureniia [Mathematical model of drilling parameters optimisation]. *Mezhdunarodnaia konferentsiia-seminar imeni D.G. Uspenskogo "Problemy osvoeniia Timano-Pechorskoii neftegazonosnoi provintsii"*. Ukhta, 1998, pp. 71–74.

17. Logachev Iu.L., Mikharev V.V. Vyboreologicheskikh kharakteristik burovykh rastvorov dlia obespecheniia effektivnoi ochildki stvolov skvazhin s bol'shimi zenitnymi uglami. Stroitel'stvo neftiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more [Selecting rheological parameters of mud fluids for effective cleaning of boreholes of high inclination angles]. Moscow: Vserossiiskii nauchno-issledovatel'skii institut organizatsii, upravleniia i ekonomiki neftegazovoi promyshlennosti, 2002, no. 6, pp. 12–17.

18. Logachev Iu.L., Osipov P.F. Gidravlicheskie raschety v burenii. Metodicheskie ukazaniia po prakticheskim zaniatiim dlia spetsial'nosti "Burenie neftiannykh i gazovykh skvazhin" [Hydraulic calculations in drilling. Guidelines for practical training for the course "Drilling of oil and gas wells"]. Ukhta, 1996. 159 p.

19. Delleinger T., Grayley W., Tolle G. Directional technology will extend drilling reach. *Oil Gas Journal*, 1980, no. 5, pp. 15–18

20. Drilling – in fluids improve high-angle production. *Petrol. Eng. Int.*, 1995, vol. 67, no. 4, pp. 10–11.

21. EPA Industrial Technology Division, Appendix 3 – Drilling Fluids Toxicity Test Proposed Regulation for the Offshore subcategory of the Oil and Gas Extraction Point Source Category, 50, FR 34592, 1985, May.

Об авторе

Панаев Сергей Юрьевич (Ухта, Россия) – Ухтинский государственный технический университет (169300, г. Ухта, ул. Юбилейная, д. 20; e-mail: sergey.cut@mail.ru).

About the author

Sergei Iu. Panaev (Ukhta, Russian Federation) – Ukhta State Technical University (169300, Ukhta, Iubileinaia st., 20; e-mail: sergey.cut@mail.ru).

Получено 6.11.2013