

Разработка и применение автоматизированной системы управления скважиной с целью повышения нефтеотдачи пластов

Д.Ю. Самойлов

аспирант¹, главный технолог по автоматизации ОДНиг²

samoilovdy@tatintec.ru

В.В. Самойлов

заместитель директора по развитию³

samoilov@tatintec.ru

В.С. Воронков

начальник технического отдела⁴

irntodn@tatneft.ru

Ф.А. Галиев

начальник ЦДНГ-2⁴

intodn@mail.ru

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

²ООО «Глобальные Бизнес Технологии», Альметьевск, Россия

³ООО «Татинтек», Альметьевск, Россия

⁴НГДУ «Лениногорскнефть», ПАО «Татнефть», Лениногорск, Россия

В статье рассмотрено применение метода фильтрационных волн давления (ФВД) для повышения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений с высокой обводненностью. Разработана автоматизированная система управления, позволяющая реализовать метод ФВД на добывающей нефтяной скважине. Получен эффект по снижению обводненности добывающих скважин.

Материалы и методы

Анализ результатов промысловых исследований.

Ключевые слова

система управления скважиной, фильтрационная волна давления, повышение нефтеотдачи, нестационарный режим работы скважины

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений России, включая уникальные месторождения нефти (Самотлорское, Ромашкинское, Мамонтовское, Федоровское и др.) характеризуется высокой и постоянно увеличивающейся обводненностью добываемой продукции. Обводнение ставит под угрозу продолжение рентабельной эксплуатации основных обустроенных объектов добычи нефти, дающих сравнительно невысокий коэффициент нефтеизвлечения — (0,2–0,35). Большое количество скважин эксплуатируется на пороге рентабельности.

Применение современных технологий интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов в своем традиционном представлении на объектах, находящихся на поздней стадии, оказываются малоэффективными, зачастую экономически нецелесообразными, рискованными. Поэтому вопрос внедрения низкзатратных методов увеличения добычи нефти с целью доизвлечения остаточных запасов высокообводненных скважин на сегодняшний день является актуальным [1].

Постоянный рост трудноизвлекаемых запасов на месторождениях РФ приводит к пересмотру концепции автоматизации механизированного фонда скважин.

Как правило, автоматизацию на нефтяных месторождениях применяют для увеличения или поддержания добычи нефти и сокращения эксплуатационных расходов.

Причем рост добычи нефти в основном достигается благодаря минимизации времени простоя скважин и, в гораздо меньшей степени, за счет обеспечения условий максимального заполнения насоса при периодическом восстановлении уровня жидкости в скважине. А сокращение эксплуатационных затрат достигается за счет снижения затрат на ремонт, обеспечения оптимального режима работы оборудования и своевременной диагностики возможных отклонений в его функционировании.

В данной статье рассматривается возможность применения автоматизированной системы управления скважиной для повышения коэффициента извлечения нефти.

По статистике, в среднем от 65% до 75% нефти остается заземленной в коллекторах нефтяных залежей разрабатываемых месторождений РФ.

Анализ современных систем управления добывающих скважин показал, что с их помощью достигается не эффект повышения коэффициента извлечения нефти (КИН), а эффект увеличения отбора жидкости. Причем важнейшие технологические параметры — обводненность продукции и забойное давление, как правило, не измеряются и в алгоритмах управления не используются.

Исследования параметров нефтяных скважин — давления, расхода и

обводненности, показали, что наиболее перспективным способом эксплуатации добывающих скважин является способ нестационарного отбора жидкости. Это подтверждается регистрацией большого количества патентов за сравнительно небольшой период времени [2–6].

Способ нестационарного отбора жидкости основан на методе искусственного создания циклической фильтрационной волны давления (ФВД) в коллекторе призабойной зоны скважины.

Научные исследования по повышению нефтеотдачи пластов с помощью метода фильтрационных волн давления проводились разными учеными еще в период 70–80-х годов прошлого столетия [7].

Если обобщить эти труды, то можно описать работу данного метода. Импульсное изменение производительности насоса вызывает изменение забойного давления и возникновение гидравлической, или фильтрационной волны давления. Фильтрационная волна давления, распространяясь по коллектору, оказывает физическое воздействие на пластовую породу и за счёт сил упругости этой породы вызывает частичную деформацию поровых каналов, в которых находится пластовая жидкость. Жидкость за счёт деформации поровых каналов смещается в соответствии с изменением формы пространства, в котором она находится. При этом всегда должен сохраняться гидравлический напор, т.е. скважина не должна останавливаться. Режим отбора должен периодически изменяться от минимального к максимальному, и наоборот. Так волны давления воздействуют на породу коллектора и вовлекают заземленную нефть призабойной зоны в процесс фильтрации, тем самым повышают нефтеизвлечение из разрабатываемого участка.

В процессе проведения исследований были разработаны алгоритмы, позволяющие эффективно управлять ФВД в коллекторе призабойной зоны скважины [8]. Эти алгоритмы были заложены в основу системы управления скважиной, предназначенной для повышения нефтеотдачи пластов.

Состав разработанной системы управления для добывающей скважины с УШГН следующий (рис. 1):

1. Станция управления с частотно-регулируемым приводом (ЧРЭП), предназначенная для изменения производительности насосной установки.
2. Глубинный манометр, позволяющий измерять в реальном времени давление в скважине.
3. Устьевой поточный влагомер, автоматически определяющий обводненность скважинной продукции.
4. Датчики затрубного и устьевого давления.

Для скважины с УЭЦН состав системы аналогичный, за тем исключением, что вместо

глубинного манометра применяется система погружной телеметрии (ТМС) и типовая станция управления УЭЦН, оснащенная ЧРЭП и поддерживающая стандартные протоколы обмена. Это позволяет реализовать управление скважиной по разработанным алгоритмам ФВД с применением существующего оборудования (рис. 2).

Поточный влагомер, установленный на устье скважины, является одним из ключевых элементов системы управления и позволяет оценить эффективность воздействия ФВД для увеличения нефтеотдачи пласта. Приборов, позволяющих определять обводненность продукции непосредственно на устье добывающих скважин, на сегодняшний день применяется крайне мало. Положительный опыт применения поточного влагомера с принципом действия, основанном на измерении скорости распространения электромагнитного сигнала в средах с различной диэлектрической проницаемостью, приводится в статье [8].

Разработанная система управления скважиной позволяет определять:

1. Непрерывно в реальном времени:

- забойное давление;
- затрубное давление;
- динамический уровень жидкости;
- обводненность нефти;
- время работы в различных режимах и время простоя.

2. Периодически:

- пластовое давление;
- статический уровень;
- коэффициент продуктивности скважины, скин-фактор;
- параметры вывода скважины на технологический режим.

Более подробно тип и модификации применяемых в системе управления технических средств описаны в статье [9].

Если сегодня абсолютное большинство систем автоматизации скважин позволяют контролировать и управлять механическими или электрическими параметрами насосных установок, то разработанная система управления дополнительно реализует алгоритмы контроля и управления ФВД и позволяет снизить обводненность продукции скважин.

Результаты применения разработанной системы управления скважиной на карбонатных нефтяных залежах Ромашкинского месторождения за период с августа 2012 г. по декабрь 2014 г. следующие: по десяти экспериментальным скважинам, эксплуатируемым УШГН, получена дополнительная добыча нефти от 2,4 до 8,5 т/сут (таб. 1).

С декабря 2014 г. и по настоящее время система управления проходит опытную эксплуатацию на скважине девонского горизонта, оснащенной УЭЦН. По состоянию на 31.05.2015 г. получено снижение обводненности по данной скважине с 98% до 85%.

Итоги

Получен эффект снижения обводненности добывающих скважин с применением метода ФВД и разработанной системы управления.

Выводы

1. Разработанная система управления позволяет реализовать метод ФВД и повысить нефтеотдачу пластов на высокообводненных месторождениях.

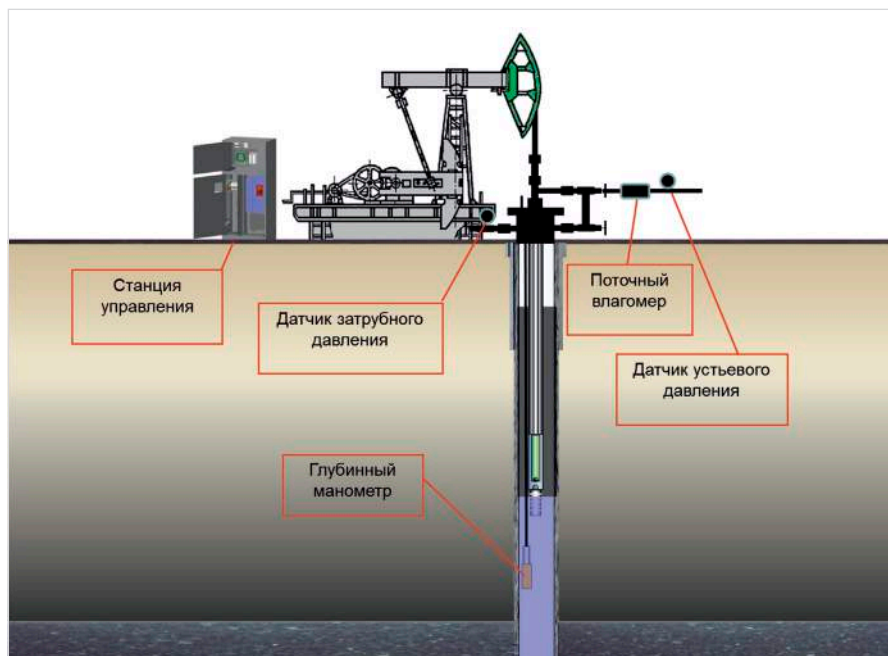


Рис. 1 — Состав системы управления для добывающей скважины с УШГН для реализации метода ФВД

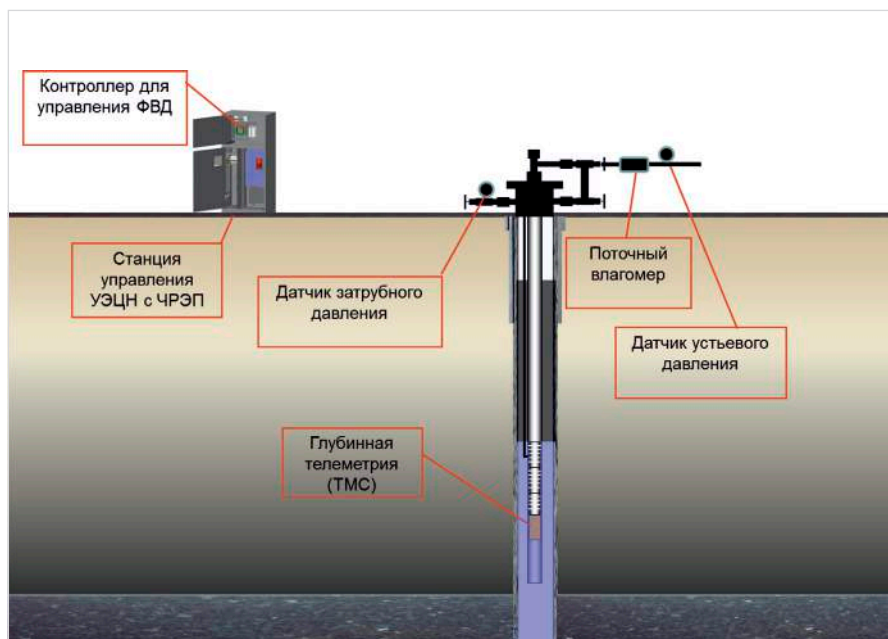


Рис. 2 — Состав системы управления скважиной с УЭЦН для реализации метода

№ скв	Qн до внедрения, т/сут	Qн после внедрения, т/сут	Δ, т/сут
Скв.1	1,8	7,0	5,2
Скв.2	0,5	3,6	3,1
Скв.3	0,4	3,7	3,3
Скв.4	0,2	2,4	2,2
Скв.5	0,2	3,0	2,8
Скв.6	0,3	3,0	2,7
Скв.7	0,9	3,8	2,9
Скв.8	0,4	5,0	4,6
Скв.9	0,2	8,5	8,3
Скв.10	0,2	2,5	2,3
ИТОГ	5,1	42,4	37,4

Таб. — 1. Результаты применения системы управления скважиной

2. Для оценки эффективности метода ФВД необходимо применение устьевого поточного влагомера.
3. Большинство современных систем управления скважиной позволяют увеличить отбор добываемой жидкости за счет сокращения времени простоя скважин и частично за счет обеспечения условий наполнения насоса. Однако данные системы не позволяют снизить обводненность продукции скважин.

Список используемой литературы

1. Рекомендации «круглого стола» Комитета Государственной Думы по энергетике «Воспроизводство минерально-сырьевой базы, включающее поиски и разведку новых месторождений нефтяных и газовых ископаемых для нужд народного хозяйства» от 12 марта

- 2015 г. Режим доступа: http://www.gkz-rf.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=229:2015-04-21-07-53-31&catid=53:docsuvs&Itemid=70 (дата обращения 09.07.2015)
2. Патент №2288352. Способ нестационарного извлечения нефти из пласта, приоритет от 18.10.2004, кл. Е 21 В 43/12.
 3. Патент №2289019. Способ перевода скважин на оптимально эффективный режим эксплуатации, приоритет от 28.03.2005, кл. Е 21 В 43/16.
 4. Патент №2320860. Способ разработки нефтяной залежи, приоритет от 29.03.2007, кл. Е 21 В 43/18.
 5. Патент №2418942. Способ эксплуатации скважины, приоритет от 20.07.2010, кл. Е 21 В 43/00.
 6. Патент №2453689. Способ разработки

- нефтяной залежи, приоритет от 06.09.2011, кл. Е 21 В 43/20.
7. Непримеров Н.Н. Десятилетнее собрание научных и литературных трудов. Технология оптимальной выработки нефтяного пласта (1986 г.). Казань: Центр инновационных технологий, 2005. Т. 6. 192 с.
 8. Ахметзянов Р.Р., Самойлов В.В., Жданов О.П., Фролов С.А. Как повысить коэффициент извлечения нефти без применения традиционных методов повышения нефтеотдачи пластов // Территория НЕФТЕГАЗ. 2014. № 11. С. 56–61.
 9. Самойлов Д.Ю. Реализация системы управления режимом работы скважины для увеличения нефтеотдачи // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2014. Т. XII. Ч.1. С. 219–221.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Development and application of automated control system of the well to increase oil recovery

UDC 65.011.56

Author:

Denis Yu. Samoilov — graduate¹, chief technologist of wells automation²; samoilovdy@tatintec.ru
Vladimir V. Samoilov — deputy director for development³; samoilov@tatintec.ru
Vasily S. Voronkov — head of technical department⁴; irntodn@tatneft.ru
Farit A. Galiev — head of CDNG-2⁴; intodn@mail.ru

¹Almetyevsk state oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation

²"Global Business Technology" LLC, Almetyevsk, Russian Federation

³"Tatintec" LLC, Almetyevsk, Russian Federation

⁴Field office "Leninogorskneft", "Tatneft", Leninogorsk, Russian Federation

Abstract

The article describes the application of the reservoir pressure waves (RPW) method to increase oil recovery of fields with high water cut.

Developed automated control system allowed realizing a RPW method for oil production well. Obtained the effect to reduce the water cut of production wells.

Materials and methods

Analysis of the results of field research.

Results

The resulting effect of reducing the water cut in production wells by means of the RPW method and designed control system.

Conclusions

1. Developed control system allows implementing a RPW method and increase oil recovery for reservoir with high water cut.
2. To assess the effectiveness of the RPW method required the using of wellhead water cut measuring device.

3. Most modern control systems of well operation allow increasing the production rate by reducing downtime of wells and partly by filling of the pump. However, these systems do not provide reduction of water cut.

Keywords

control system of well operation, reservoir pressure wave, increase oil recovery, non-stationary well operation

References

1. *Rekomendatsii "kruglogo stola" Komiteta Gosudarstvennoy Dumy po energetike "Vosproizvodstvo mineral'no-syr'evoy bazy, vlyuchayushchee poiski i razvedku novykh mestorozhdeniy neftyanykh i gazovykh iskopaemykh dlya nuzhd narodnogo khozyaystva" ot 12 marta 2015 g.* [The Recommendations of the "round table" of the State Duma Committee on energy "Reproduction of mineral resource base, including the search for and exploration of new deposits of oil and gas minerals for the needs of the national economy" from 12 March 2015]. Available at: http://www.gkz-rf.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=229:2015-04-21-07-53-31&catid=53:docsuvs&Itemid=70 (accessed 09 July 2015)
2. Патент №2288352. *Sposob nestatsionarnogo izvlecheniya nefi iz plasta* [The method for non-stationary extraction of oil from bed]. Priority from 18.10.2004, кл. Е 21 В 43/12.
3. Патент 2289019. *Sposob perevoda skvazhin na optimal'no effektivnyy rezhim ekspluatatsii* [The method for transferring wells to optimally efficient operation mode]. Priority from 28.03.2005, кл. Е 21 В 43/16.
4. Патент №2320860. *Sposob razrabotki neftyanoy zalezhi* [Oil field development]. Priority from 29.03.2007, кл. Е 21 В 43/18.
5. Патент №2418942. *Sposob ekspluatatsii skvazhiny* [Procedure for well development]. Priority from 20.07.2010, кл. Е 21 В 43/00.
6. Патент №2453689. *Sposob razrabotki neftyanoy zalezhi* [Oil field development]. Priority from 06.09.2011, кл. Е 21 В 43/20.
7. Непримеров Н.Н. *Desyatitomnoe sobranie nauchnykh i literaturnykh trudov. Tekhnologiya optimal'noy vyrabotki nefyanogo plasta (1986 g.)* [Desatame collection of scientific and literary works. Technology of optimal production of the oil reservoir (1986)]. Kazan: *Tsentr innovatsionnykh tekhnologiy*, 2005, Vol. 6, 192 p.
8. Akhmetzyanov R.R., Samoylov V.V., Zhdanov O.P., Frolov S.A. *Kak povysit' koeffitsient izvlecheniya nefi bez primeneniya traditsionnykh metodov povysheniya nefteotdachi plastov* [How to increase the oil recovery without the use of traditional methods of oil recovery increase]. *Territoriya NEFTEGAZ*, 2014, issue 11, pp. 56–61.
9. Samoylov D.Yu. *Realizatsiya sistemy upravleniya rezhimom raboty skvazhiny dlya uvelicheniya nefteotdachi* [The implementation of the control system of wells operation mode to increase oil recovery]. Proceedings of the Almetyevsk state oil Institute, 2014, Vol. XII., Part 1, pp. 219–221.