

АНАЛИЗ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН В КРИЗИСНЫХ УСЛОВИЯХ

М.И. Корабельников¹, М.Ш. Джунисбеков²

¹ Филиал ТюмГНГУ, г. Нижневартовск,

² Таразский государственный университет им. М.Х. Дулати, г. Тараз, Казахстан

Рассмотрено текущее состояние нефтяной промышленности. Представлен типовой график стадии разработки месторождений Западной Сибири. Высказана основная причина снижения эффективности разработки нефтяных месторождений, вызванная стремительным ростом обводненности продукции из добывающих скважин. Указан низкий коэффициент извлечения нефти (КИН) для месторождений Западной Сибири (35 %) и роль гидравлического разрыва пластов на темп обводнения скважин. Приведен сравнительный анализ работы механизированного фонда США и РФ. Установлено, что малодебитный фонд скважин в США с дебитами по нефти до 0,39 т/сут эксплуатируется скважинными штанговыми насосами (СШН), в то время как в РФ на месторождениях Западной Сибири по малодебитным скважинам отдано предпочтение их эксплуатации установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Установлено, что по коэффициенту полезного действия (КПД) установки электроцентробежных насосов с номинальной производительностью от 20 до 40 м³/сут уступают КПД скважинных штанговых насосов, что приводит к дополнительным эксплуатационным затратам на добычу нефти и повышает ее себестоимость. Отмечено, что существует прорывная технология кратного увеличения КИН путем разработки нефтяных месторождений на завершающей стадии бурением скважин с горизонтальным окончанием и боковыми стволами на бездействующем фонде скважин. Применение в этих скважинах (без проведения большеобъемных гидравлических разрывов пласта (ГРП)) скважинных штанговых насосов повысит рентабельность добычи нефти на длительный период разработки месторождения. Обоснована необходимость дальнейшего применения СШН и совершенствования станции управления для создания условий энергосбережения и оптимальной работы скважин.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, механизированная добыча, скважинные штанговые насосы, коэффициент полезного действия насосов, эксплуатационные затраты на добычу нефти.

Состояние нефтяной промышленности России и Западной Сибири как основного источника нефти в современных сложных экономических условиях свидетельствует о необходимости разработки и внедрения новых энергосберегающих технологий. Эта необходимость продиктована критическим падением цены на нефть (в 3 раза за полтора года) на внешнем рынке и пока еще значительной зависимостью экономики России от сырьевой составляющей. В последние годы до 45 % добываемой в России нефти экспортировалось за границу. И это несмотря на то, что большая часть крупнейших месторождений Западной Сибири за почти 50 лет эксплуатации находятся в состоянии с падающей добычей нефти при обводненности продукции более 90 %. При этом извлекаемые запасы этих месторождений еще далеки от их реального источника. Коэффициент извлечения нефти (КИН) – основной показатель эффективности использования нефтяных запасов недр снизился в последние два десятилетия с 51 до 35 % [1]. Снижение этого показателя сопряжено в том числе и с тем, что «новые» недропользователи целенаправленно прибегали к интенсификации добычи нефти из скважин путем проведения гидроразрывов пластов (ГРП), получая при этом огромные прибыли

(особенно на крупных месторождениях). Вместе с временным увеличением добычи нефти из скважин происходил стремительный и необратимый рост обводненности продукции. В результате этих действий происходило разубоживание извлекаемых запасов месторождений и, как следствие, – существенное повышение эксплуатационных затрат на завершающей стадии разработки месторождений [2]. Характер разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, доля которых в общем балансе добычи нефти в РФ достигает 70 %, можно представить в виде наглядного графика (рис. 1). После пробной эксплуатации месторождения и этапа его «разбуривания» наблюдается интенсивный рост добычи нефти, вызванный вводом большого числа эксплуатационных скважин. Пиковое значение добычи нефти на месторождениях достигалось через 10–15 лет после ввода их в промышленную эксплуатацию. Этап стабилизации добычи наблюдается несколько лет. Затем наступает плавное падение добычи нефти с непрерывным ростом обводненности продукции скважин. Доля попутно добываемой воды в работающих скважинах на завершающей стадии разработки месторождения может достигать 97–99 %

При высоком проценте обводненности продук-

ции скважины наступает порог рентабельности, т. е. эксплуатационные затраты на добычу нефти, подготовку и утилизацию подтоварной воды могут превышать ее товарную стоимость. Из-за высокой обводненности и не рентабельности механизированной добычи нефти эту категорию скважин останавливают и переводят в бездействующий или консервационный фонд. Основная составляющая эксплуатационных затрат при механизированной добыче – затраты на электроэнергию. В себестоимости добычи нефти плата за электроэнергию может превышать 50 % и более. Вопросам выбора способа добычи, а также путей улучшения использования фонда скважин на месторождениях Западной Сибири посвящено много научно-практических работ [3–10]. Например, в работе [5] приведено, что в 90-е годы фонд нефтяных скважин в США был более 580 тыс., а добыча нефти составляла 428 млн т. В России в аналогичные годы фонд нефтяных скважин был в 5 раз меньше (120 тыс.), а добыча нефти составляла 520 млн т. По данным источника [5] более 90 % нефтяных скважин в США эксплуатируются механизированным способом: скважинными штанговыми насосами (СШН) – 85 %; установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) – 3 %; газлифтным способом (Гс) – 10 %; гидропоршневыми насосами (ГПН) – 2 %. Причем указано, что 73 % нефтяных

скважин относятся к скважинам малодебитного фонда со средним дебитом по нефти 0,39 т/сут. Специалисты в области нефтедобычи США считают, что эксплуатация нефтяных скважин установками СШН является самым простым и наиболее экономичным. При этом ими определены области минимальных капитальных затрат на оборудование скважин насосами различных типов (рис. 2) и области минимальных эксплуатационных затрат при оборудовании скважин насосами различных типов (рис. 3).

К сожалению, в последние 2 десятилетия недропользователи в Западной Сибири при эксплуатации нефтяных скважин с дебитами по жидкости от 10 до 30 м³/сут волевым решением отдали предпочтение установкам электроцентробежных насосов (УЭЦН). В этой связи при высокой обводненности этих скважин, низком коэффициенте полезного действия (КПД) УЭЦН малой производительности и низкой стоимости нефти на мировом рынке эксплуатация этих скважин становится убыточной. Зависимость КПД от производительности отечественных установок УЭЦН показана на рис. 4.

Из графика видно, что малопроизводительные УЭЦН в диапазоне от 20 до 40 м³/сут имеют КПД в два раза меньше, чем высокопроизводительные установки, в т. ч. СШН [3].

Наряду с совершенствованием установок

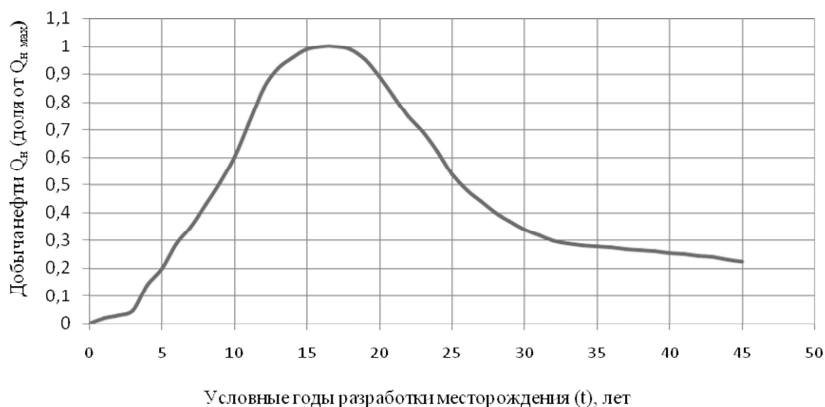


Рис. 1. Типовой график разработки нефтяного месторождения

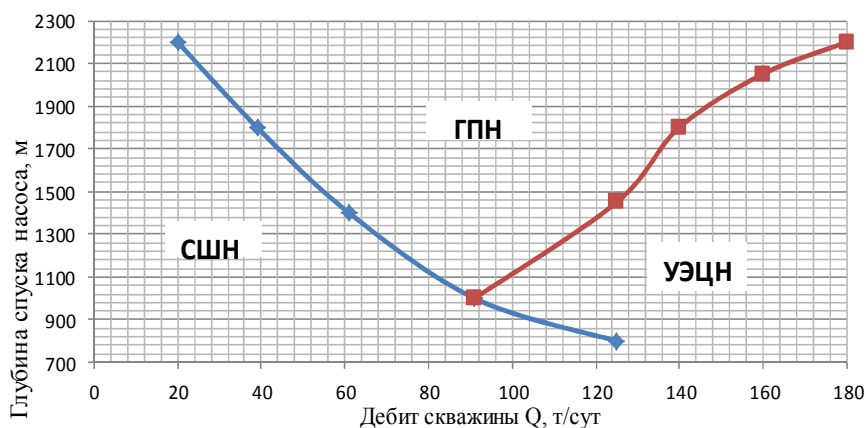


Рис. 2. Области минимальных капитальных затрат на оборудование скважин насосами различных типов: СШН. ГПН. УЭЦН

электроцентробежных насосов (УЭЦН), с помощью которых в Западной Сибири обеспечивается основная добыча нефти (более 80 %), не утратила своей актуальности необходимость совершенствования техники и технологии добычи нефти с помощью скважинных штанговых насосов, которые продолжают достаточно эффективно использоваться на месторождениях Татарии, Башкирии, Самарской области и других нефтяных районах. Например, добыча нефти в США с помощью СШН, которые не допустили на своих нефтяных месторождениях скачкообразного роста обводненности продукции скважин и приняли в конце 2015 года решение экспортировать нефть на внешний рынок, считают добычу по нефти из скважин СШН эффективной до 0,39 т/сут. [5]. В работах гениального инженера-нефтяника А.М. Григоряна [11], проложившего путь к технологии повышения КИН путем вскрытия продуктивных пластов многозабойными и горизонтальными скважинами, утверждается, что с помощью бурения боковых стволов и скважин с горизонтальным окончанием можно не только кратно увеличивать дебиты скважин, но и вдвое увеличить коэффициент извлечения нефти. Это подтверждается при выполнении работ по реанимации аварийных и малодобитных бездействующих скважин в большинстве нефтяных регионах РФ, число которых, по оцен-

кам специалистов нефтепромыслового дела, не менее 25 % [11]. При этом отсутствие искусственных трещин (ГРП) исключает прорыв воды в скважины, а выработка запасов происходит в режиме, близком к поршневому вытеснению нефти. Темп роста обводненности в горизонтальных скважинах гораздо ниже, чем в вертикальных скважинах [2–11]. В этой связи можно с уверенностью утверждать, что эксплуатация малодобитных скважин с низкой обводненностью с помощью СШН будет оставаться рентабельной, даже при самой низкой цене нефти на мировом рынке. Для этого необходимо продолжать работы по совершенствованию СШН, а также систем контроля и управления за работой скважины. В качестве примера можно отметить успешно проведенные опытно-промысловые работы по эксплуатации малодобитных скважин в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз со станцией управления нового поколения (АСУСК), разработанной учеными и специалистами ЮУрГУ на основании выданного патента на изобретение RU 2532488 [12].

Выводы и рекомендации

В условиях кратного падения мировых цен на нефть добыча нефти из малодобитных обводненных скважин становится нерентабельной и вынуждает их остановку. Для преодоления этого

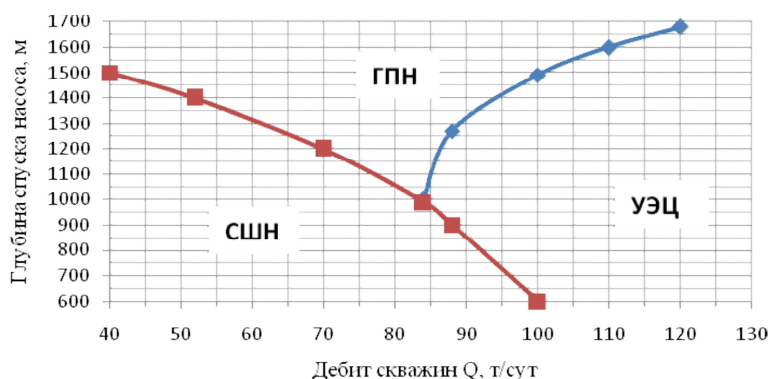


Рис. 3. Области минимальных эксплуатационных затрат при оборудовании скважин насосами различных типов

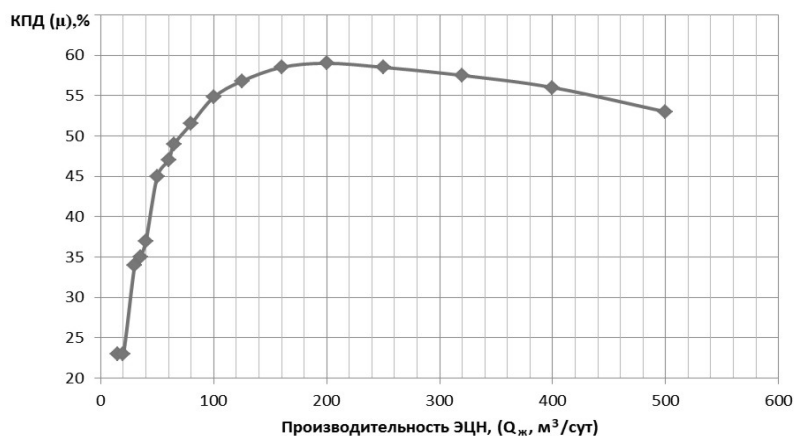


Рис. 4. График зависимости КПД от производительности УЭЦН отечественного производства

явления необходимо проводить следующие работы:

1. На завершающей стадии разработки нефтяного месторождения (залежи) следует проводить геолого-технические мероприятия, направленные на существенное снижение обводненности продукции скважин: проводить селективную изоляцию пластов; устранять заколонные перетоки жидкости и газа; ограничить коэффициент компенсации при закачке воды в пласт; ограничить значение забойного давления до оптимального и депрессию на пласт; ограничить объем работ по ГРП на пластах со средними и высокими коллекторскими свойствами.

2. Расширять объем работ по реанимации бездействующего фонда скважин путем бурения боковых стволов и эксплуатацию скважин СШН.

3. Совершенствовать СШН, а также систем контроля и управления работой станков-качалок при эксплуатации скважин.

4. Восстановить фонд скважин, эксплуатация которого предусматривала работу с СШН.

Литература

1. Концепция программы преодоления падения нефтедобычи / под ред. А.А. Боксермана. – М.: Зарубежнефть, 2006.

2. Кудинов, В.И. Строительство горизонтальных скважин / В.И. Кудинов. – М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2007. – С. 44–48.

3. Адонин, А.Н. Выбор способа добычи нефти / А.Н. Адонин. – М.: Изд-во «Недра», 1971.

4. Руководство по выбору механизированных способов эксплуатации нефтяных скважин. Стандарт предприятия. СТП-59-00-006-78. Главному нефтегаз, 1979.

5. Выбор способа эксплуатации нефтяных скважин за рубежом // Обзорная информация. Сер. «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1984. – Вып. 11(83).

6. Пути улучшения использования фонда скважин на месторождениях Западной Сибири / В.А. Шумилов, Н.А. Сельцова, Г.И. Махия, Л.В. Осинцева // Обзорная информация. Сер. «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1989.

7. Увеличение межремонтного периода работы глубинонасосных скважин за рубежом // Обзорная информация Сер. «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – Вып. 8(137).

8. Эксплуатация наклонно-направленных скважин штанговыми глубинными насосами // Обзорная информация Сер. «Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений». – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – Вып. 3.

9. Уразаков, К.Р. Особенности насосной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири / К.Р. Уразаков и др. – М.: ВНИИОНГ, 1997. – 56 с.

10. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

11. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учебное пособие / под ред. Г.П. Зозули. – М.: Издат. центр «Академия», 2009. – 176 с.

12. Пат. 2532488 Российская Федерация, МПК E21B47/008. Способ и устройство для регулирования потока добываемой жидкости в скважине / С.Г. Воронин и др. – Опубл. 10.11.2014.

Корабельников Михаил Иванович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело», филиал ТюмГНГУ, г. Нижневартовск; Korabelnikovmi@mail.ru.

Джунисбеков Мухтар Шардарбекович, канд. техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Автоматика и телекоммуникации», Таразский государственный университет им. М.Х. Дулати, Казахстан, d_muhtar@mail.ru.

Поступила в редакцию 24 февраля 2016 г.

DOI: 10.14529/power160111

ANALYSIS AND WAYS OF INCREASING THE EFFICIENCY OF ARTIFICIAL OIL LIFT FROM MARGINAL WELLS IN A DOWN ECONOMY

M.I. Korabel'nikov¹, Korabelnikovmi@mail.ru,
M.Sh. Junisbekov², d_muhtar@mail.ru

¹ Nizhnevartovsk Branch of Tyumen State Oil and Gas University, Russian Federation,

² Taraz State University named after M.Kh. Dulaty, Kazakhstan

The article deals with the current state of the petroleum industry. The typical schedule of oilfield development stages in Western Siberia is presented. The paper finds that the main reason for reduced effectiveness of the oilfield development is a rapid growth of water cuttings of well production. Low oil recovery factor (ORF)

for the fields in Western Siberia (35 %) and the impact of hydraulic fracturing on the drowning rate are indicated. A comparative analysis of the mechanized facility reserves of the United States and the Russian Federation is given. The marginal well reserve of the USA with oil production rate up to 0.39 t/day is found to be operated with oil well pumps (OWP), while electrical submersible pump units (ESPU) are mainly applied for marginal wells in Western Siberia of the Russian Federation. The efficiency factor (EF) of electrical submersible pump units with rated capacity of 20 to 40 m³/day is lower than that of oil well pumps; it results in additional operational costs for oil production and increasing its prime cost. There is a breakthrough technology enabling a multiple increase of oil recovery factor by means of well drilling with horizontal tailing-in and branch holes at inactive well stock at the final oil field development stages. The use of oil well pumps in these wells (without large-scale hydraulic fracturing) will improve long-term profitability of oil production. The necessity of further application of OWPs and improving the control station to enable energy efficiency and optimal well performance is substantiated.

Keywords: oil recovery factor, artificial lift, oil well pumps, pump efficiency factor, operational costs of oil production.

References

1. Bokserman A.A. (ED). *Kontseptsiya programmy preodoleniya padeniya neftedobychi* [The Concept of a Program to Overcome the Oil Drop]. Moscow, Zarubezhneft' Publ., 2006.
2. Kudinov V.I. et al. *Stroitel'stvo gorizontal'nykh skvazhin* [Construction of Horizontal Wells]. Moscow, Neftyanoe khozyaystvo Publ., 2007, pp. 44–48.
3. Adonin A.N. *Vybor sposoba dobychi nefti* [The Choice of Oil Production Method]. Moscow, Nedra Publ., 1971.
4. *Enterprise Standard STP-59-00-006-78*. [Instruction Manual for the Selection of Mechanized Oil Production Technologies]. Glavtyumenneftegaz, 1979.
5. [Selecting the Method for Operating Oil Wells Abroad]. *Obzornaya informatsiya. Ser. Neftepromyslovoe delo* [Overview Ser. Petroleum Engineering], Issue 11 (83), Moscow, VNIIOENG Publ., 1984.
6. Shumilov V.A., Sel'tsova N.A., Makhinya G.I., Osintseva L.V. [Ways to Improve the Well Stock Using in West Siberian Oilfields]. *Obzornaya informatsiya. Ser. Neftepromyslovoe delo* [Overview Ser. Petroleum Engineering]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1989.
7. [Increasing the Time Between Maintenance of Deep Pumping Wells Abroad]. *Obzornaya informatsiya. Ser. Neftepromyslovoe delo* [Overview Ser. Petroleum Engineering], no. 8 (137), Moscow, VNIIOENG Publ., 1987.
8. [The Operation of Directional Wells by Sucker Rod Pumps]. *Obzornaya informatsiya. Ser. Tekhnika i tekhnologiya dobychi nefti i obustroystvo neftyanykh mestorozhdeniy* [Overview Ser. Technique and Technology of Oil Production and Development of Oilfields], Issue 3, Moscow, VNIIOENG Publ., 1998.
9. Urazakov K.R. et al. *Osobennosti nasosnoy dobychi nefti na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri* [Features of the Pumping Oil Production in West Siberian Oilfields]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1997. 56 p.
10. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefti: Uchebnoe Posobie Dlya Vuzov* [Downhole Oil Production: Tutorial for Higher Schools]. Moscow, M71 FGUP "Nef't i Gaz" RGU Nefti i Gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2003, 816 p.
11. Zozulya G.P. (ED). *Osobennosti Dobychi Nefti i gaza iz gorizontal'nykh skvazhin* [Features of Oil and Gas Production from Horizontal Wells]. Moscow, Publishing Center "Academy", 2009. 176 p.
12. Voronin S.G. et al. *Sposob i ustroystvo dlya regulirovaniya potoka dobyvayushchey zhidkosti v Skvazhine* [A Method and Apparatus for Adjusting the Fluid Flow Rate in a Wellbore]. Patent RF, no. 2532488, 2014.

Received 24 February 2016

ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Корабельников, М.И. Анализ и пути повышения эффективности механизированной добычи нефти из малодебитных скважин в кризисных условиях / М.И. Корабельников, М.Ш. Джунисбеков // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2016. – Т. 16, № 1. – С. 75–79. DOI: 10.14529/power160111

FOR CITATION

Korabel'nikov M.I., Junisbekov M.Sh. Analysis and Ways of Increasing the Efficiency of Artificial Oil Lift from Marginal Wells in a Down Economy. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2016, vol. 16, no. 1, pp. 75–79. (in Russ.) DOI: 10.14529/power160111