ТЕХНОЛОГИЯ ВНУТРИСКВАЖИННОЙ СЕПАРАЦИИ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН ШАГИРТСКО-ГОЖАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

DOWNHOLE SEPARATION TECHNOLOGY FOR HIGHLY WATERED WELLS OF THE SHAGIRTSKO-GOZHANSKY FIELD OF LUKOIL-PERM LLC

А. В. Митрошин**Aleksandr V. Mitroshin**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть»,
г. Пермь, Российская Федерация

PermNIPIneft, Branch of LUKOIL
Engineering LLC,
Perm, Russian Federation

Р. М. Габнасыров**Roman M. Gabnasyrov**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть»,
г. Пермь, Российская Федерация

PermNIPIneft, Branch of LUKOIL
Engineering LLC,
Perm, Russian Federation

А. Н. Немков**Aleksey N. Nemkov**

ООО «Химспектр»,
г. Уфа, Российская Федерация

Himspektr LLC,
Ufa, Russian Federation

На сегодняшний день неотъемлемой частью технологии добычи нефти является использование методов поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт. Эта часть технологии добычи нефти считается важным этапом для увеличения притока нефти к забою скважины и осуществляется с помощью различных видов заводнения.

На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений с применением поддержания пластового давления растет обводненность продукции скважин, во многих случаях достигая 90 % и более. При этом существенно возрастают эксплуатационные затраты на добычу нефти, поскольку значительная часть электроэнергии тратится на подъем и последующую обратную закачку пластовой воды.

Одним из перспективных решений является применение технологии кустового сброса воды, с использованием существующего, но выведенного из эксплуатации оборудования по новому назначению. Цель технологии — отделение части свободной, попутно добываемой пластовой воды, подготовка и последующая закачка отделённой подварной воды в нагнетательные скважины системы поддержания пластового давления непосредственно на площадках кустов скважин.

Приведены основные результаты выполнения работ по разработке опытно-промышленной установки внутрискважинной сепарации Шагиртско-Гожанского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Проведены технологические расчёты, лабораторные исследования и показана принципиальная гидравлическая схема установки, определено место подключения установки в существующие технологические схемы сбора и поддержания пластового давления на Шагиртско-Гожанском месторождении.

Today, an integral part of oil production technology is the use of methods to maintain reservoir pressure by pumping water into the reservoir. This part of the oil production technology is considered an important step for increasing oil flow to the bottom of the well and is carried out using various types of waterflooding.

At the later stages of oil field development with the use of reservoir pressure maintenance, the water cut in wells increases, in many cases reaching 90 % or more. At the same time, the operating costs of oil production increase substantially, since a significant part of the electricity is spent on lifting and subsequent re-injection of formation water.

Ключевые слова

технология внутрискважинной сепарации; кустовая установка сброса воды; скважина для сброса воды; трубный водоотделитель; установка предварительного сброса воды; система поддержания пластового давления

Keywords

downhole separation technology; cluster water discharge installation; water discharge well; pipe water separator; pre-discharge water installation; reservoir pressure maintenance system

One of the promising solutions is the use of cluster water discharge technology, using existing, but unserviceable equipment for a new purpose. The purpose of the technology is to separate a part of the free produced formation water, treat and subsequent inject of the separated produced water into injection wells of the reservoir pressure maintenance system directly at the well cluster sites.

The main results of the work on the development of a pilot plant for downhole separation of the Shagirtsko-Gozhanskoye field of LUKOIL-PERM LLC are presented. Technological calculations, laboratory studies were carried out, a basic hydraulic diagram of the installation was shown, installation connection point to the existing technological schemes for gathering and maintaining reservoir pressure was determined at the Shagirtsko-Gozhansky field.

На сегодняшний день неотъемлемой частью технологии добычи нефти является использование методов поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды в пласт. Эта часть технологии добычи нефти считается важным этапом для увеличения притока нефти к забою скважины и осуществляется с помощью различных видов заводнения [1].

На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений с применением поддержания пластового давления растет обводненность продукции скважин, во многих случаях достигая 90 % и более. При этом существенно возрастают эксплуатационные затраты на добычу нефти, поскольку значительная часть электроэнергии тратится на подъем и последующую обратную закачку пластовой воды [2].

Одним из перспективных решений является применение технологии кустового сброса воды, с использованием существующего, но выведенного из эксплуатации оборудования по новому назначению. Цель технологии – отделение части свободной, попутно добываемой пластовой воды, подготовка и последующая закачка отделённой подтоварной воды в нагнетательные скважины системы поддержания пластового давления непосредственно на площадках кустов скважин.

С 2020 года силами специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» реализуется проект «Разработка технологии внутрискважинной сепарации».

Отделение и утилизацию попутно добываемой воды наиболее эффективно осуществлять начиная непосредственно с кустов скважин с использованием кустовых установок сброса воды (КУСВ). Следует отметить, что каждый куст индивидуален по дебиту продукции, её физико-химическим свойствам и технологическим параметрам, каждая такая

установка должна рассчитываться индивидуально.

В качестве КУСВ использование ёмкостного оборудования или трубных водоотделителей (ТВО) вряд ли возможно, так как они занимают большую площадь, что, скорее всего, потребует дополнительного землеотвода. Кроме того, такие установки имеют большую металлоёмкость и высокую стоимость. Поэтому предложено использовать в качестве корпуса КУСВ скважины, выведенные из эксплуатации, организуя в их пространстве предварительный сброс попутно добываемой воды. Сепарация осуществляется с использованием гидроциклонного и гравитационного эффектов. Использование гидроциклонного разделения требует значительного усложнения оборудования, вызванного необходимостью обеспечения подачи, меняющейся в узком диапазоне по скорости на входе. Поэтому предложено гравитационное разделение в установке внутрискважинной сепарации. Возможные виды гравитационной внутрискважинной сепарации представлены на рисунке 1.

Назначение данной технологии связано с уменьшением затрат на транспортировку воды в системе сбора месторождений, а также снижением нагрузок на объекты сбора, транспорта, подготовки нефти и системы ППД путём отделения попутно добываемой воды непосредственно на кустах скважин и дальнейшей их закачки в скважины ППД. В связи с указанным назначением для определения эффектов выработаны следующие критерии:

- наличие минимум одной бездействующей скважины на кусту скважин;
- обводнённость объекта выше 90 %;
- расход водонефтяной эмульсии не выше 120 м³/сут;
- глубина скважины для сброса воды от 1200 м;

Рисунок 1. Виды внутрискважинной гравитационной сепарации

— протяжённость трубопроводов от скважины для сброса воды до объектов подготовки не менее 3000 м;

— наличие существующей инфраструктуры (групповые замерные установки, блоки гребенок и т.д.).

На основании данных 2019 года об объёмах утилизации подтоварной воды в поглощающие скважины были выбраны шесть объектов добычи нефти с кустовыми площадками для реализации технологии внутрискважинной сепарации.

Для расчета скорости осаждения под действием силы тяжести использовали общую для всех режимов осаждения зависимость:

$$\omega_{\text{ч}} = \sqrt{\frac{4d \cdot (\rho_{\text{э}} - \rho_{\text{н}}) \cdot g}{3\zeta \rho_{\text{н}}}} \quad (1)$$

Экспериментально установили три режима изменения коэффициента сопротивления ζ в зависимости от числа Рейнольдса (ламинарном, переходном и развитой турбулентности).

Определили объём отделяемой воды в сутки по формуле:

$$V = \frac{F \cdot d^2 (\rho_{\text{э}} - \rho_{\text{н}}) \cdot g}{18\mu} \quad (2)$$

где F — площадь зеркала эмульсии, м^2 .

Из шести рассмотренных объектов был выбран Объект № 6 (Шагиртско-Гожанское месторождение).

Согласно расчетам, объём отделяемой воды для этого объекта составил:

$$V = \frac{185.58 \cdot (0.0003)^2 \cdot (1103.36 - 908) \cdot 9.81}{18 \cdot 0.02763} = 0.00064 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 55.296 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}.$$

Для измерения вязкости предварительно разогретую до 60 °С нефть с Шагиртско-Гожанского месторождения наливали в кюветы и ставили в вибровязкозиметр SV-10. Данные по изменению вязкости от температуры представлены на рисунке 2.

Для определения скорости расслоения водонефтяной эмульсии в лабораторных условиях были проведены натурные испытания.

Визуально результаты эксперимент представлены на рисунке 3.

Рисунок 2. Зависимость вязкости нефти от температуры скважины Шагиртско-Гожанского месторождения

Рисунок 3. Разделение фаз водонефтяной эмульсии скважины Шагиртско-Гожанского месторождения

На основании технологических расчётов кустовой установки предварительного сброса воды на скважине Шагиртско-Гожанского месторождения и результатов лабораторного моделирования процесса расслоения нефти раз-

работан проект конструкторской документации на предварительный сброс воды (далее — СУПСВ). Гидравлическая схема представлена на рисунке 4.

Рисунок 4. Гидравлическая схема кустовой установки предварительного сброса воды на скважине Шагиртско-Гожанского месторождения

Сырая нефть в СУПСВ поступает непосредственно из добывающей скважины, расположенной на этой же кустовой площадке с давлением коллектора 1,3 МПа, дебитом 90 м³/сут, обводнённостью 94 %. Вначале данный флюид входит в наземный блок контроля качества (БКК), где на линии расположен многопараметрический кариолисовый расходомер для осуществления достоверного по-скважинного контроля и учёта добычи в соответствии с требованиями [3]. Также на данной линии предусмотрена возможность, при необходимости, подключения блока дозирования реагентов и места для отбора проб.

После измерения, водонефтегазовая смесь через обратный клапан и устьевую арматуру поступает в межкольцевой зазор установки внутрискважинной сепарации между НКТ114 и НКТ48 бездействующей скважины Шагиртско-Гожанского месторождения. На глубине 50 м водонефтегазовая смесь попадает в межкольцевой зазор между обсадной колонной внутренним диаметром 130 мм и

НКТ48, где делится на газовую (нефтяной газ), водонефтяную эмульсии, воду. Под действием гравитационных сил вода как более тяжелый компонент смеси будет стремиться опуститься вниз, а нефть, наоборот, — подниматься к устью скважины. Схема расположения труб в скважине представлена на рисунке 5.

Рисунок 5. Схема расположения труб в скважине

Перед установкой оборудования в бездействующую скважину Шагиртско-Гожанского месторождения будет размещен осевой пакер на глубине 1300 м.

УЭЦН-45-2000, расположенный на глубине 1200 м, может осуществлять забор воды и её перекачку по трубе НКТ48 с давлением на устье 20 МПа в систему ППД. Учитывая, что в скважине направление потока жидкости происходит сверху вниз, а погружной электродвигатель расположен внизу, УЭЦН необходимо оснащать направляющим кожухом в целях охлаждения погружного электродвигателя потоком откачиваемой жидкости.

Таким образом, на устье осуществляется раздельный выход нефтесодержащей жидкости и воды для ППД. Частично обезвоженный флюид направляется в БКК, где через систему задвижек и обратных клапанов направляется обратно в действующий коллектор, а затем на групповую замерную установку (рисунок 4).

Отделённая пластовая вода, в количестве ориентировочно 50 м³/сут, по отдельной линии направляется в БКК, где проходит её очистка от механических примесей и нефтепродуктов в соответствии с требованиями геологических условий Шагиртско-Гожанского месторождения для использова-

ния в системе поддержания пластового давления. На линии расположен многопараметрический кариолисовый расходомер для учёта отделившейся воды из скважины сепарации, а также определения качества воды. Далее вода через обратный клапан направляется в систему ППД.

Для обеспечения нормального функционирования все линии оснащены датчиками давления и анализаторами перепада давления.

Выводы

На основании проведенных расчетов и лабораторных исследований совместно специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и ООО «Химспектр» разработана технология внутрискважинной сепарации высокообводненных скважин. В ООО «Химспектр» разработана конструкторская документация на опытно-промысловую установку предварительного сброса воды. Она способна принимать до 120 м³/сут водонефтяной эмульсии и закачивать в скважину ППД до 56 м³/сут воды с требуемым давлением и в соответствии с требованиями геологических условий Шагиртско-Гожанского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Запуск установки в работу планируется в 2022 году.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чурикова Л.А., Баянгали Амирлан Бауржанулы. Эффективность разработки нефтегазоконденсатного месторождения с применением системы поддержания пластового давления // Молодой ученый. 2019. № 47 (285). С. 138–142. URL: <https://moluch.ru/archive/285/64185> (дата обращения: 28.04.2021).

2. Валовский К.В., Басос Г.Ю., Валовский В.М., Рахманов А.Р., Ахмадиев Р.Н. Новые технологии по повышению рентабельности высокообводненных скважин, оборудованных УЭЦН // Георесурсы. 2012. № 3 (45). С. 70–74.

3. ГОСТ Р 8.615-2005. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования. М.: Стандартинформ, 2005. 46 с.

REFERENCES

1. Churikova L.A., Bayangali Amirlan Baurzhanuly. Effektivnost' razrabotki neftegazokondensatnogo

mestorozhdeniya s primeneniem sistemy podderzhaniya plastovogo davleniya [Efficiency of Oil and Gas Condensate Field Development Using a Reservoir Pressure Maintenance System]. *Molodoi uchenyi — The Young Scientist*, 2019, No. 47 (285), pp. 138-142. URL: <https://moluch.ru/archive/285/64185> (accessed 28.04.2021). [in Russian].

2. Valovskii K.V., Basos G.Yu., Valovskii V.M., Rakhmanov A.R., Akhmadiev R.N. Novye tekhnologii po povysheniyu rentabel'nosti vysokoobvodnennykh skvazhin, oborudovannykh UETsN [New Technologies for Rise in Profitability of the Highly Flooded Wells Equipped with ESP]. *Georesursy — Georesources*, 2012, No. 3 (45), pp. 70–74. [in Russian].

3. GOST R 8.615-2005. Gosudarstvennaya sistema obespecheniya edinstva izmerenii. Izmereniya kolichestva izvlekaemoi iz neдр nefi i neftyanogo gaza. Obshchie metrologicheskie i tekhnicheskie trebovaniya [State Standard R 8.615-2005. State System for Ensuring the Uniformity of Measurements. The Measuring of Quantity of Taken from Bowels Oil and Oil Gas. General Metrological and Technical Requirements]. Moscow, Standartinform Publ., 2005. 46 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ
ABOUT THE AUTHORS

Митрошин Александр Валентинович, заместитель директора филиала по научной работе в области добычи нефти и газа, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Пермь, Российская Федерация

Aleksandr V. Mitroshin, Deputy Director of the Branch for Scientific Work in the Field of Oil and Gas Production, PermNIPIneft, the Branch of LUKOIL Engineering LLC, Perm, Russian Federation

e-mail: Aleksandr.Mitroshin@pnn.lukoil.com

Габнасыров Роман Мансурович, начальник Управления техники и технологии добычи нефти по проектам, ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Пермь, Российская Федерация

Roman M. Gabnasyrov, Head of the Department of Engineering and Technology of Oil Production for Projects, PermNIPIneft, Branch of LUKOIL Engineering LLC, Perm, Russian Federation

e-mail: Roman.Gabnasyrov@pnn.lukoil.com

Немков Алексей Николаевич, магистрант, Российский химико-технологический университет имени Д.И. Менделеева, г. Москва, Российская Федерация; начальник департамента НИОКР, ООО «Химспектр», г. Уфа, Российская Федерация

Aleksey N. Nemkov, Under-graduate Student, Dmitry Mendellev University of Chemical Technology of Russia, Moscow, Russian Federation; Head of R&D Department, Himspektr LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: nemkov_an@mail.ru