

Технология эффективна на терригенных и карбонатных коллекторах с обводненностью добываемой продукции более 90 %, с плотностью добываемых вод 1015 – 1185 кг/м<sup>3</sup>. Предпочтительны для обработок добывающие скважины второго/третьего ряда или расположенные вблизи от нагнетательных скважин с объемами закачки не более 50 м<sup>3</sup>/сут. Недопустима закачка высоковязких систем за 1-3 месяца перед обработкой скважины реагентом во избежание снижения эффективности действия [1].

Для анализа эффективности применения водоизоляционной технологии были подобраны скважины, работающие на нефтяную залежь бобриковского горизонта. В анализе учувствовали скважины, на которых с 2007 по 2011 год проводились водоизоляционные работы. Для определения технологической эффективности применения водоизоляционных технологий можно использовать несколько методов. В данной работе расчеты проводились по характеристике вытеснения по методике Б.Ф. Сазонова, основанной на определении добычи нефти за счет применения метода увеличения нефтеотдачи по характеристике вытеснения в координатах «накопленная добыча нефти/логарифм накопленной добычи жидкости (воды)» [2,3]. Ниже в таблице приведена результативность применения технологии по величине дополнительной добычи нефти.

Из данных, представленных в таблице следует, что водоизоляционная технология на залежи №31 бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения показала положительный эффект в 6 скважинах, в 5 скважинах наблюдается отрицательный эффект. Отрицательный эффект водоизоляционной технологии связан со сложным геологическим строением залежи, представленным четырьмя продуктивными пластами неоднородными по проницаемости.

#### Литература

1. Инструкция по применению технологии ограничения водопритоков в добывающих скважинах и увеличению их продуктивности. – Казань, ОАО «НИИнефтепромхим», 2002. – С.15 – 18.
2. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2005. – 687 с.
3. Муслимов Р.Х. Методическое пособие по проектированию и оценке технико-экономической эффективности методов повышения нефтеотдачи. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2010. – 144 с.
4. Сворцов А.П., Салихов И.М., Султанов А.С. Обобщение и перспективы внедрения технологий повышения нефтеотдачи пластов в НГДУ «Джалильнефть»//Нефтепромысловое дело. – Уфа, 2000. – №11. – С.45 – 54.

### ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ НАСОСНАЯ УСТАНОВКА НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ П.В. Волков

Научный руководитель старший преподаватель Е.Г. Карпова  
Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Поддержание пластового давления - это процесс естественного или искусственного поддержания давления в продуктивных пластах нефтяных залежей на начальной или запроецированной величине для увеличения уровня извлечения нефти и более высокой скорости ее добычи. В результате нагнетания воды в пласты-коллекторы при законтурном или приконтурном, и внутриконтурном заводнении во время разработки нефтяных залежей, происходит поддержание пластового давления за счет естественного активного водонапорного или упруго-водонапорного режима.

Способы поддержания пластового давления выбирают исходя из экономических показателей разработки и геологических условий. Для больших площадей нефтяных залежей более эффективным и экономичным методом поддержания пластового давления является способ внутриконтурного заводнения. Для повышения вытесняющих свойств в нефтяной залежи, при поддержании пластового давления, пускают воду или водогазовую смесь без добавок или с ними. Для расчета процесса нагнетания используют схему расположения нагнетательных скважин, приемистость нагнетательных скважин, их число и давление, а также общий объем закачки. Схема расположения нагнетательных скважин, выбирается таким образом, чтобы возникла оптимальная связь между зонами нагнетания и отбора, а также равномерное вытеснение нефти водой. [1]

Краткая геологическая характеристика

Основными нефтегазоносными комплексами в разрезе Приобского месторождения являются отложения неокомского нефте-газового комплекса (НГК), в частности, серия пластов АС7 – АС12. Перспективными считаются отложения тюменской свиты – среднеюрский НГК (пласты ЮС2, ЮС3) и баженовской свиты – верхнеюрский НГК (пласт Ю0) из которых получены небольшие притоки нефти или вынесен нефтеносный керн.

Особенность данного месторождения в том, что его пласты – коллекторы (АС10, АС11 и АС 12) имеют аномально низкую проницаемость – 4,2 мД, 12,8 мД и 2,5 мД соответственно. Для того, чтобы нагнетающие скважины имели хорошую приемистость, необходимо, чтобы реагент закачивался через них в пласт высоким давлением, а именно около 200 атм. Но некоторые кусты располагаются далеко от станций третьего повышения давления. Например куст №120 (Рис. 1) . Учитывая все потери давления, конечное его значение составляет всего 122 атм. При таких значениях давления у нагнетательных скважин эксплуатация куста является экономически невыгодной. Для того, чтобы повысить давление до необходимого значения (200атм) перед кустом была установлена горизонтальная насосная установка (ГНУ) [4].

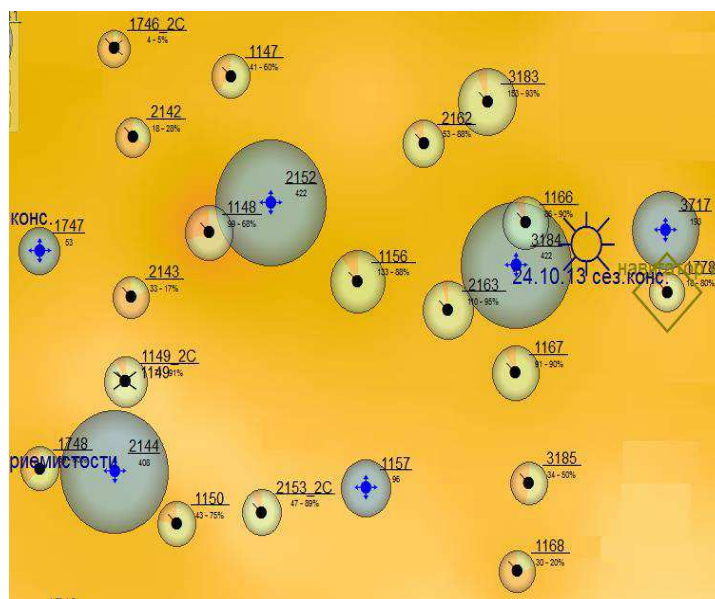


Рис. 1 Расположение скважин на кусте №120

Горизонтальная насосная установка

Горизонтальная насосная установка в мобильном исполнении (Рис. 2, табл. 1) предназначена для:

- нагнетания воды в скважину с целью поддержания пластового давления;
- управления и контроля технологическими процессами.

Климатические условия района, где располагается установка ГНУ: до минус 47 С0 [2].

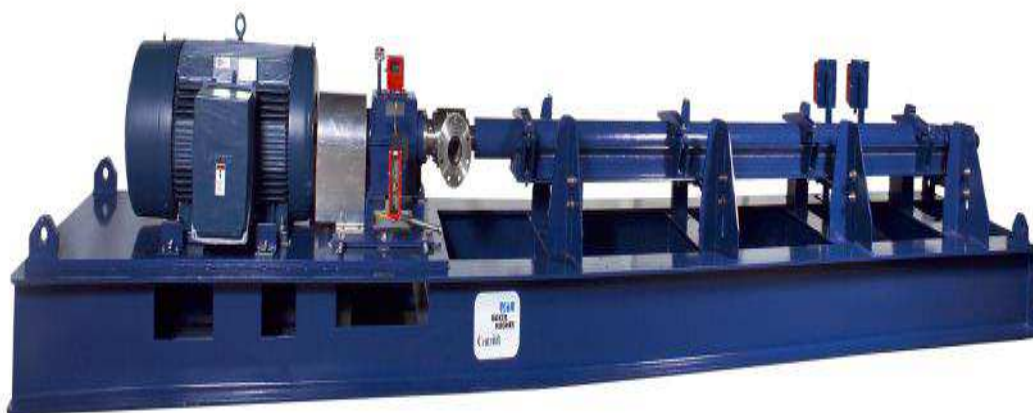


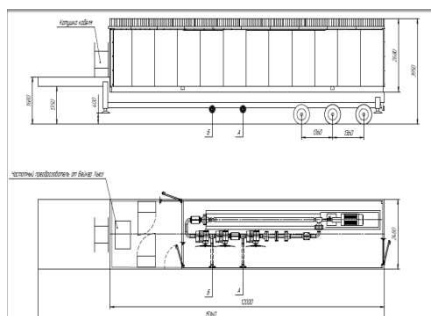
Рис. 2 Внешний вид горизонтальной насосной установки

Таблица 1

Техническая характеристика ГНУ

Наименование	Обозначение
Количество механических примесей ( не более), мг/л	200
Максимальная размер механических примесей, мкм	200
Содержание сероводорода (не более), мг/л	0
Тип уплотнения вала ротора	торцевое
Диапазон производительности, м3/сут	1200
Максимальное давление нагнетания, МПа (кгс/см2)	16,3 (163)...23,0 (230)
Диапазон давлений на входе в станцию, МПа (кгс/см2)	7(70)...16,0(160)

Горизонтальная насосная установка располагается внутри низкорамного прицепа (Рис. 3)



**Рис. 3** Общий вид автомобильного низкорамного прицепа для установки ГНУ  
**А** – непосредственный вход воды (условный диаметр 100мм, рабочее давление 7-16 МПа, **Б** – непосредственный выход воды из установки ГНУ (условный диаметр 100мм, рабочее давление 16,3-25 МПа)

Состав закачиваемого реагента. Сводная таблица рабочих параметров (Табл. 2).

Реагент, который закачивается в пласт через скважины ППД состоит из:

Пресной воды – 50%;

Сенамана – 10%;

Подтоварной воды – 40%. [4]

**Таблица 2**

Технический режим нагнетательных скважин на кусте №120 на январь 2014 года

Куст	Скважина	Р у., атм.	Р заб., атм.	Приемистость, м3/сут	Рк, м	Р пл., атм.
120	1157	190	420	109	250	278
120	2144	190	471	628	250	252
120	2152	190	412	431	250	288
120	3184	190	480	498	250	285

ГНУ обоснование экономической эффективности на Приобском месторождении

Приобское месторождение, куст 120.

Для организации закачки на куст 120, необходимо будет открыть скважины ППД 2144, 1157, 3169, 2757.

(закрыты по причине низкой приемистости).

Рабочие параметры до установки ГНУ на куст:

Wприем.=520 м3/сут; Русл. = 120 атм

Рабочие параметры после установки ГНУ на куст:

Wприем.=1000-1200 м3/сут; Русл. = 190 атм

Прирост добычи жидкости: 150 м3/сут

Прирост добычи нефти: 30 м3/сут

По представленным параметрам подобрана следующая ГНУ 725 Серия НС 10000 28 ступ. 7,6 метров.

Расход 1200 м3/сут (50 м3/час) на 52,2 Гц

Развиваемое давление 70 атм (max. 94 атм)

КПД насоса 72,48%

Давление на приеме: 120 атм (от 70 до 160 атм)

В составе установки отсутствуют: кривошипно-коленные механизмы, мультипликаторы, редукторы, случаи несвоевременного технического обслуживания сводятся к минимуму.

Дросселирование потока на блоке гребенок и, соответственно, потери при дросселировании исключаются как факт. Режимы работы изменяются частотным регулированием, соответственно, расход энергии зависит от текущего режима работы горизонтальной установки[3].

Результат данного исследования показал, что горизонтальная насосная установка является эффективным устройством как с экономической так и с технической точки зрения, так как проста в установке и ремонте, не требует больших вложений и территорий под застройку, а также дает необходимые параметры для нагнетания реагента в скважины поддержания пластового давления.

#### Литература

1. Мохов М.А. Нефтегазовая микроэнциклопедия. – РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 125 с.
2. Техническое описание горизонтальной насосной установки №33 06 068/12 от 10.04.2013 г. (Заказчик ООО «РН-Юганскнефтегаз»)
3. Отчет по обоснованию экономической эффективности горизонтальной насосной установки ЦДНГ-12, Приобское месторождение, «РН-Юганскнефтегаз»
4. Отчет геологического отдела ЦДНГ-12 Приобское месторождения по состоянию разработки месторождения от 24.01.2014г.