

А. Ф. Яртиев

## ЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ СЫРЬЕВОЙ БЫЗЫ В ХИМИИ И НЕФТЕХИМИИ НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

*Ключевые слова: природные битумы, сверхвязкие нефти, экономическая эффективность, окупаемость, чистый дисконтированный доход.*

*Для развития в условиях России разработки месторождений сверхвязкой нефти и природных битумов необходимо обязательное государственное финансирование фундаментальной науки и начала опытно-промышленных работ.*

*Key words: natural bitumen, heavy oil, economic efficiency, payback, net present value.*

*Expansion of heavy oil and natural bitumen production in Russia requires compulsory state financing of fundamental science and commencement of pilot operations.*

Битумы природные (ПБ) – полезные ископаемые органического происхождения с первичной углеводородной основой, залегающие в недрах в твёрдом, вязком и вязко-пластичном состояниях. Они представляются ценным многоцелевым сырьём [1]. В России основные перспективы поиска природных битумов, связаны с породами пермских отложений центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, т.е. как раз на той территории, где запасы обычной нефти выработаны в наибольшей мере по сравнению с другими нефтедобывающими регионами России.

Несмотря на значительные разведанные запасы тяжелых и высоковязких нефтей, Россия в настоящее время является страной с «замороженными» возможностями в решении проблемы их освоения. Если высоковязкие нефти рассматривать как источник востребованных в мире топливно-энергетических ресурсов, за счёт ввода их в разработку Россия ежегодно могла бы дополнительно добывать 25-30 млн. т [2].

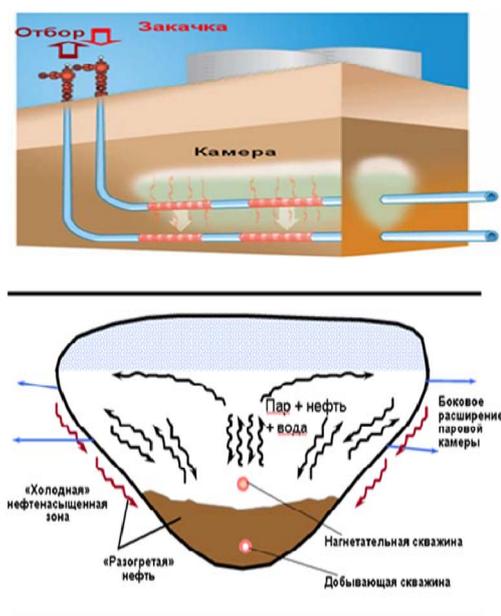
Геологические ресурсы природных битумов на порядок превышают извлекаемые запасы тяжелой нефти. Для разработки таких месторождений с достижением приемлемых значений коэффициентов извлечения необходимы новейшие тепловые методы, превосходящие по эффективности уже традиционные технологии паротеплового воздействия. Одним из таких методов может явиться парогравитационный дренаж (SAGDI), который на сегодняшний день в мире зарекомендовал себя как очень эффективный способ добычи тяжелой нефти и природных битумов.

В классическом описании эта технология требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой, через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры (рис. 1).

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева, в течение которой (несколько месяцев) производится циркуляции пара в обеих скважинах. При этом за счёт кондуктивного переноса тепла осуществляется разогрев зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами, снижается вязкость нефти в этой зоне и, тем самым, обеспечивается гидродинамическая связь между сква-

жинами. На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину.

В 2001г. по заданию Кабинета Министров РФ была разработана «Программа освоения ресурсов природных битумов Республики Татарстан». Программа направлена на ускорение ввода в промышленное освоение богатейших ресурсов ПБ путём создания опытно-промышленных участков с замкнутым циклом, обеспечивающим весь комплекс работ по промышленному использованию этого ценнейшего химического сырья, включая его переработку и получение товарной продукции [3].



**Рис. 1 - Схема процесса парогравитационного дренаживания**

Решение технологических задач предполагалось посредством опытно-промышленных работ (ОПР) и внедрением инновационных технологий. Предложены схемы разработки горизонтальными скважинами (ГС): с использованием двух параллельных стволов, расположенных параллельно друг к другу по напластованию; со сквозным стволом, при этом один ствол может быть использован в качестве нагнетательной, а другой – добывающей

скважин; пробуренных с одной площадки в радиальных направлениях.

В республике выявлено более 450 месторождений и залежей сверхвязкой нефти, из которых на баланс государственной комиссии по запасам поставлено 27 залежей с запасами 137 млн. тонн балансовых и 49 млн. тонн извлекаемых.

Сдерживающим фактором в освоении этих залежей в России является отсутствие апробированных высокоэффективных технологий добычи и оптимальных способов транспортировки и переработки сырья.

В ОАО «Татнефть» в настоящее время испытывает добычу ПБ из скважины со сквозным стволом. Основное назначение ГС – повышение эффективности прогрева пласта теплоносителем и увеличение отбора продукции.

Опытно-промышленная разработка Ашальчинского месторождения с использованием модифицированной технологии паротеплового воздействия через двухступенчатые ГС начата в 2006г. К настоящему времени пробурены 3 пары ГС с выходом на поверхность, длина ствола 200-400 метров, глубина 70-80 метров от поверхности земли и 3 пары без выхода на поверхность с импортной наклонной буровой установкой. Внедрение технологии парогравитационного режима в ГС Ашальчинского месторождения показало перспективность работ: ГС дают до 20 т/сут [4].

Рассмотрим более подробно разработку СВН Ашальчинского месторождения.

В административном отношении залежь СВН Ашальчинского поднятия расположена в Альметьевском районе РТ в 60 км северо-западнее от г.Альметьевск. Залежь открыта в 1972 году. До 2007г. залежь на государственном балансе числилась как битумная. Промышленная нефтеносность установлена в песчаной пачке шешминского горизонта (пласт P<sub>2SS</sub>) уфимского яруса верхнего отдела пермской системы (табл. 1).

Пробуренный фонд Ашальчинского поднятия составляет 102 скважины, из которых в эксплуатации перебывало только 18 скважин. Накопленная добыча нефти - 22,8 тыс. т, жидкости добыто 170,3 тыс. т. Текущий коэффициент извлечения нефти – 0,002 доли ед. Учитывая результаты ОПР, а также мировые тенденции развития технологий разработки высоковязких нефтей, проектом предусмотрена разработка Ашальчинского месторождения по комбинированной системе:

- участки залежи с нефтенасыщенной толщиной более 15 метров разбуриваются парными горизонтальными скважинами, размещенными в продуктивном пласте одна под другой. Всего предусматривается бурение 29 пар горизонтальных скважин. В соответствии с технологией две горизонтальные скважины размещаются на расстоянии 5-6 м строго одна над другой. В верхнюю скважину непрерывно закачивается пар, который поднимается к кровле пласта, образуя «камеру» и разогревая вязкую нефть;

- в пределах нефтенасыщенной толщины от 6 до 15 метров разбуривание проводится одиночными в вертикальном разрезе 39 ГС. В начальный период эксплуатации все скважины подвергаются пароциклическим обработкам, при достижении тепловой и гидродинамической связей переходят на площадную за-

качку пара по однорядной системе, при которой нагнетательные и добывающие скважины чередуются;

- в краевых зонах с нефтенасыщенной толщиной от 3 до 6 метров предусмотрено бурение 69 вертикальных скважин по сетке 100х100м, эксплуатируемых пароциклическим методом. Бурение ГС в этой зоне не эффективно, т.к. в периферии залежей СВН отсутствует основная зона коллекторов с наилучшими фильтрационно-ёмкостными свойствами, песчаная пачка сложена более плотными цементированными песчаниками с пониженной нефтенасыщенностью;

- бурение 44 вертикальных оценочных скважин для проектирования траектории бурения скважин с горизонтальным участком ствола. Проекты с использованием тепловых методов воздействия на пласт требуют тщательного мониторинга изменений в пласте и параметров работы скважин для регулирования разработки залежи. Для этих целей вертикальные оценочные скважины в дальнейшем будут использоваться в качестве контрольных.

**Таблица 1 - Геолого-физические характеристики продуктивного пласта**

Параметры	Пласт P <sub>2SS</sub>
Средняя глубина залегания, м	81,2
Тип залежи	массивная
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтеносности, тыс/м <sup>2</sup>	6196,65
Средняя общая толщина, м	20,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	15,8
Пористость, %	31,6
Весовая нефтенасыщенность пласта, %	9,3
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	2660
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,94
Расчлененность, ед.	1,49
Начальная пластовая температура, °С	8,0
Начальное пластовое давление, МПа	0,44
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	12206
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,965
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,956
Содержание серы в нефти, %	3,98
Содержание парафина в нефти, %	0,288
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1002,9
Геологические запасы, млн. т	10,2
Извлекаемые запасы, млн. т	3,6

Максимальная добыча нефти будет достигнута к 2015 году разработки и будет удерживаться на уровне более чем 290 тыс. т нефти в год в течение 5 лет. Конечный коэффициент нефтеизвлечения составит 0,365 доли ед. Проектный срок разработки залежи составит 27 лет. Техничко-экономическая

оценка эффективности разработки Ашальчинского месторождения СВН выполнена при условии реализации 60% добытой высоковязкой нефти на дальнейшее зарубежье. При расчете инвестиций в разработку стоимость 1 парогенератора принята на уровне 38,5 млн. руб. Эксплуатационные расходы определены по удельным нормативам на основе представленной прогнозной сметы затрат по НГДУ «Нурлатнефть». Результаты оценки приведены в (табл. 2).

**Таблица 2 - Стимулирование разработки Ашальчинского месторождения**

Показатели	Варианты		
	ДНС	Льгота - 1	Льгота - 2
Расчетный период, лет	27	27	27
Добыча нефти (битума), тыс. т	3729	3729	3729
Закачка пара, млн.м <sup>3</sup>	16,1	16,1	16,1
Закачка горячей воды, тыс.м <sup>3</sup>	677,1	677,1	677,1
Бурение скважин, шт.	166	166	166
Капитальные вложения всего, млн. руб.	3763	3763	3763
в т.ч. - в бурение скважин	2563	2563	2563
- в НПС и обустройство месторождений	1200	1200	1200
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	40910	40910	40910
Чистая прибыль дисконт., млн. руб.	-5686	-5533	2421
ЧДД (NPV), млн. руб.	-7242	-7090	865
Доход государства дисконт., млн. руб.	9996	9843	1889
ВНД (IRR), %	-	-	13,55
ИДД (PI), доли ед.	-0,42	-0,39	1,17
Период окупаемости, годы	не окуп.	не окуп.	10
Создание новых рабочих мест, чел.	-	-	207

Экономическая оценка проектных решений показывает, что в заданных условиях проект является экономически неэффективным: дисконтированный поток наличности имеет отрицательное значение, ин-

декс доходности затрат меньше единицы, вложенные инвестиции не окупаются [5].

С целью определения налоговых условий, при которых данный вариант может стать экономически целесообразным, были проведены расчёты по следующим вариантам: Льгота – 1, предоставление льгот РТ (ставка налога на имущество в течение первых 7 лет разработки составляет 0,1%); Льгота – 2, предоставление льгот РТ (ставка налога на имущество в течение первых 7 лет разработки составляет 0,1%) и установление ставки экспортной пошлины на уровне 0 долл./т. Видно, что при условии снижения ставки налога на имущество и нулевой ставки экспортной пошлины реализация проекта становится экономически эффективной. ЧДД за расчетный период составит 865 млн. руб., дисконтированный доход государства – 1889 млн. руб. ВНД составит 13,15% с ИДД инвестиций 1,17 доли ед., проект окупится в течение 10 лет. Дополнительно только в нефтедобыче создаётся 207 новых рабочих мест [6]. Для развития в условиях России разработки и переработки месторождений СВН и ПБ необходимо принятие Закона «О природных битумах» с обязательным государственным финансированием фундаментальной науки и начала производственных работ.

### Литература

1. Парфирьева Е.Н., Пантелеева Ю.В. Перспективы развития мирового нефтегазохимического комплекса //Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15. – № 12.
2. Яртиев А.Ф. Экономическая оценка проектных решений при разработке нефтяных месторождений для поздней стадии эксплуатации. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – 160 с.
3. Яртиев А.Ф. Природные битумы – уникальное энергетическое сырье //Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15. – № 12.
4. Яртиев А.Ф. Возможности совершенствования законодательной основы налога на добычу полезных ископаемых в зависимости от вязкости добываемой продукции //Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. - № 4. – /www.ngtp.ru/rub/3/40\_2011.pdf.
5. Яртиев А.Ф. Экономическая оценка проектных решений инновационно-инвестиционных вложений для нефтяной промышленности. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011 г., 232 с.
6. Яртиев А.Ф. Создание научных полигонов – модель государственного участия в продвижении инноваций и увеличения нефтедобычи //Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 12. – № 9.