

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 скважинами. На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину. В 2001г. по заданию Кабинета Министров РТ 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 дренирования. 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 двухствыевые 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 установки. 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 P2ss) уфимского яруса верхнего отдела пермской системы (табл. 1). Пробуренный фонд Ашальчинского поднятия составляет 102 скважины, из которых в эксплуатации перебивало 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 закачку 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 100x100м, 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 сцементированными 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 P2ss	Средняя глубина залегания, м	81,2	Тип залежи	массивная	Тип коллектора	поровый	Площадь нефтеносности, тыс/м2	6196,65
Средняя общая толщина, м	20,2	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	15,8	Пористость, %	31,6	Весовая нефтенасыщенность пласта, %	9,3	
Проницаемость, 10-3 мкм2	2660	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,94	Расчлененность, ед.	1,49	Начальная пластовая температура, оС	8,0	
Начальное пластовое давление, МПа	0,44	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	12206	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м3	0,965	Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м3	0,956	
Содержание серы в нефти, %	3,98	Содержание парафина в нефти, %	0,288	Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м3	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. Технико-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.м3	16,1	16,1	

16,1 Закачка горячей воды, тыс.м3 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, индекс 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.