

ОПЫТ ОАО «ТАТНЕФТЬ» В ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ БИТУМИНОЗНЫХ НЕФТЕЙ

ОАО «Татнефть» уже 14 лет поддерживает уровень добычи нефти в объеме 25,0 – 26,0 млн. тонн в год при обводненности 83 – 83,5 % в течение более 20 лет (Рис. 1), по Республике Татарстан идет устойчивый рост добычи нефти за эти годы с 24 млн. тонн до 31,5 млн. тонн в 2007 году.

1. Ресурсная база для проведения ОПР

В соответствии с «Концепцией развития нефтедобычи по Республике Татарстан на период до 2020 года» утверждены расчетные уровни добычи нефти по компании до 2020 года, обеспечивающие стабилизацию объемов добычи на уровне 30 млн. тонн по республике на период 2005 – 2020 гг. Важную роль в общем объеме добычи нефти по ОАО «Татнефть» будет иметь добыча битумов.

По различным оценкам геологические ресурсы тяжелых нефтей и битумов РТ в пермских отложениях достигают от 2 до 7 млрд. тонн (36 % ресурсов РФ). 50 % территории РТ не разведано, но перспективно на ПБ. В РТ выявлено более 450 залежей ПБ. В зоне деятельности ОАО «Татнефть» выявлено 149 месторождений.

Для начала опытно-промышленных работ выбраны месторождения высоковязких и битумных нефтей Черемшано-Бастрыкской разведочной лицензионной зоны ОАО «Татнефть» (См. Рис. 6 из статьи Р.Х. Муслимова, стр. 6).

Эта зона включает 68 месторождений различной степени геологической изученности с геологическими запасами 152 млн. тонн, из которых на 01.01.2007 на балансе ГКЗ числятся 12 месторождений высоковязких нефтей уфимского яруса (шешминский горизонт) с извлекаемыми запасами – 26 млн. тонн. Геолого-физическая характеристика этих месторождений приведена в табл. 1. Глубина залегания пластов от 70 до 200 м, толщина до 30 м, в среднем около 8 м, пористость 25 – 30 %, вязкость нефти до 10 тыс. сП.

2. Состояние ОПР на Ашальчинском месторождении

Основным организатором и инвестором освоения

месторождений сверхвязких нефтей (СВН) пермских отложений в Республике Татарстан выступает ОАО «Татнефть», внесшее существенный вклад в геологическое изучение и проведение опытно-промышленной эксплуатации. В 2006 году с учетом вязкости нефти начата опытно-промышленная разработка Ашальчинского месторождения с использованием собственной уникальной технологии парогравитационного режима эксплуатации. На основании лабораторных исследований и опыта разработки канадских месторождений по технологии SAGD была выбрана собственная парогравитационная технология разработки.

На Ашальчинском месторождении в мае 2006 года впервые в России было завершено бурение первой пары горизонтальных скважин с выходом на поверхность. В середине мая началось их освоение с применением технологии парогравитационного дренажа, в июле 2006 г. добыта первая тонна битумной нефти.

Всего с начала эксплуатации опытного Ашальчинского месторождения по июнь 2007 года в нагнетательную скважину № 233 закачано более 22 тысяч тонн пара, из добывающей скважины № 232 извлечено около 3,0 тысяч тонн нефти (Табл. 2).

Уникальность пробуренных скважин с выходом на поверхность заключается в том, что позволяет осуществить регулирование режимов работы этих скважин в широких пределах при существующих технологических возможностях.

За период работы пары скважин было опробовано шесть режимов эксплуатации и определен оптимальный режим, обеспечивающий максимально эффективное использование тепла, подаваемого в пласт. Опыт эксплуатации первой пары скважин подтвердил правильность выбора технологических и технических решений.

Средний дебит СВН, добываемой на Ашальчинском месторождении, в середине июня 2007 г. составил 12,5 тонн в сутки, достигнув максимума 15 тонн в сутки. Улучшилось к этому времени текущее паро-нефтяное соотношение, составившее 4,7.

Параметры первой пары скважин следующие: общая

Параметр	Ашальчинское	Северо-Ашальчинское	Южно-Ашальчинское	Туйметкинское	Нижне-Кармальское	Минсалиховское	Утямышское	Дымное
Глубина залегания пласта, м	120	162	100	185	170	197	188	158
Толщина эффективная битумонасыщенная, м	8,23	6,8	6,98	11,0	8,78	6,3	4,3	7,1
Пористость пород, доли ед.	0,25	0,21	0,30	0,35	0,23	0,28	0,28	0,28
Коэффициент проницаемости пород, мкм ²	0,61	1,00	0,5 -1,5	0,5 -1,5	0,92	-	0,900	0,900
Начальное пластовое давление, МПа	0,44	0,44	0,44	0,44	0,50	0,44	0,44	0,44
Начальная пластовая температура, °С	8	7	8	8	8	8	8	8
Битумонасыщенность начальная, доли ед.	0,77	0,81	0,75	0,76	0,85	0,80	0,80	0,80

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика месторождений высоковязких нефтей и ПБ.

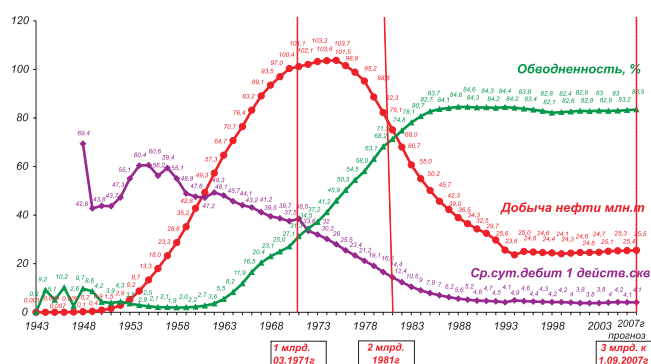


Рис. 1. Добыча нефти, ср. сут. дебит действующих скважин, обводненность по ОАО «Татнефть» 1943 – 2007гг.

длина ствола и длина горизонтальной части ствола паронагнетательной скважины № 233 – 491 и 200 м, добывающей № 232 – 543 и 200 м.

В начале июня 2007 года была пробурена вторая пара скважин. Длина ствола пробуренной паронагнетательной скважины № 231 составляет 712 м, длина горизонтальной части ствола около 400 м. Длина ствола пробуренной добывающей скважины № 230 – 753 м, горизонтальной части ствола 410 м.

Уникальность этих скважин заключается и в том, что длина горизонтального ствола к вертикальному относится как 1:7,5 (глубина скважины – 100 м). В настоящее время изучаются технические возможности бурения скважины с горизонтальными стволами до 700 м.

Сегодня заканчивается обустройство и начинается освоение второй пары скважин, включая:

- свабную откачку жидкости на скважинах до окончания выноса глинистого раствора и механических частиц;
- оборудование обеих скважин под нагнетание теплоносителя;
- продувку скважин паром до появления пленки нефти и пара на выходе из скважин;
- перевод обеих скважин под нагнетание пара;
- закачку пара в добывающую скважину до достижения температуры по стволу скважины до 90 °С, с последующим переводом скважины на насосную эксплуатацию;
- контроль за изменением температуры по длине ствола горизонтальных скважин с целью определения зон поглощения теплоносителя и профиля прогрева по стволу скважин.

Во втором полугодии 2007 года начинается строительство третьей пары скважин с длиной горизонтальной части 550 метров (Рис. 2). Всего по технологии парогравитационного режима планируется освоить 30 пар скважин на Ашальчинском месторождении.

Учитывая сложное геологическое строение наших месторождений необходимо провести ОПР для пластов или участков пластов с толщиной менее 10 м по технологиям:

- закачка горячей воды при температуре до 100 °С;
- закачка полимерных растворов;
- внутрислоевого горения с использованием горизонтальных скважин;
- закачка бинарных смесей.

В настоящее время по данным технологиям ведутся этапы НИОКР, лабораторных экспериментов, математического моделирования и патентования технологий.

В соответствии с требованиями Федерального закона № 151-ФЗ от 27.07.06 организован прямой учет добываемой

сверхвязкой нефти на Ашальчинском месторождении, однако НДС оплачивается в полной мере и планируется сделать перерасчет после утверждения Государственного баланса по нефти за 2006 год.

С учетом позиции Минфина России (письмо № 03-06-06-01/12 от 27.03.07) и протоколами Федерального агентства по недропользованию МПР России запасы углеводородов шешминского горизонта всех 12 месторождений на сегодня переведены в категорию высоковязких нефтей.

3. Привлечение партнеров к проекту

По привлечению малых нефтяных компаний Республики Татарстан к освоению природных битумов или сверхвязких нефтей можно отметить:

- ЗАО «Татойлгаз» готово принять участие в разработке Подлесного месторождения;
- ЗАО «Геотех» имеет намерение участвовать в проектах освоения Нижне-Кармалынского, Карамалинского, Шешминского, Вязовского, Петропавловского, Сугушлинского, Юлтимирского месторождений;
- ООО УК «Шешмайль» готово участвовать в проекте по Грядинскому месторождению;
- ЗАО «Охтин-ойл» имеет намерение участвовать в проектах по Северо-Карамалинскому, Беркет-Ключевскому, Дальне-Ивановскому, Каменскому, Мельничному месторождениям, а также в проекте по обеспечению попутным газом для парогенераторов при разработке всех месторождений;
- ОАО «СМП-Нефтегаз» заинтересовано в использовании битума в дорожном строительстве, в т.ч. получаемого по сольвентной технологии разделения нефти и битума, проектируемого по заказу Инвестиционно-венчурного фонда республики институтом «Союзхимпромпроект».

4. Перспективы освоения ресурсов сверхвязкой нефти пермских отложений

ОАО «Татнефть» планирует достижение объема добычи СВН до 1,5 млн. тонн в год к 2020 году. Этому в значительной мере способствует развитая инфраструктура региона (нефтепроводы, газопроводы, нефтепродуктопроводы, паропроводы, автодорожный транспорт и др.) и квалифицированный персонал специалистов. Предполагается создание в Татарстане на базе ресурсов СВН нового крупного нефтедобывающего комплекса, который в перспективе должен обеспечить стабилизацию добычи

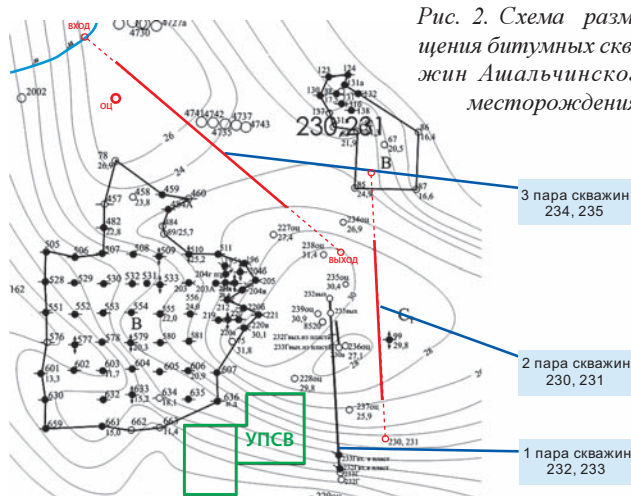


Рис. 2. Схема размещения битумных скважин Ашальчинского месторождения.

Показатели	Значение
Накопленная добыча битума, т	3000
Накопленная закачка пара, т	22185
Накопленная добыча жидкости, т	29910
Текущая обводненность по участку, %	86
Средний дебит по битуму, т/сут	7
Текущий дебит по битуму, т/сут	12,5
Средний дебит по жидкости, т/сут	90,2
Паробитумное отношение	7,4
Текущее паробитумное отношение	4,7
Начальные геологические запасы участка, т	77000
Начальные извлекаемые запасы участка, т	41500
Расчетный коэффициент нефтеизвлечения, %	54
Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	7,2
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов за 2006 г., %	2,4
ожд. за 2007 г., %	12,0

Табл. 2. Характеристика параметров работы участка ОПР Ашальчинского месторождения по состоянию на 01.07.07.

нефти и обеспечить выпуск конкурентоспособной, экспортноориентированной и импортозамещающей продукции нефтепереработки и нефтехимии. Данный комплекс направлен на сохранение и развитие экономического потенциала старых нефтедобывающих регионов, к которым относится и Республика Татарстан.

Для привлечения иностранных компаний к данному проекту с целью стабилизации добычи проведены переговоры с компаниями Шелл, Коноко-Филлипс, Эксон-Мобил, Репсол, Шеврон, Уорли Парсонс и в соответствии с утвержденным «Планом мероприятий по формированию Концепции разработки инвестиционных проектов по освоению месторождений сверхвязких, битумных нефтей и их переработке» выбор партнера должен быть завершён к сентябрю 2007 года.

До 01.11.07 ОАО «Татнефть» совместно со стратегическим партнером будут рассмотрены вопросы технологической переработки и целесообразность строительства завода по переработке нефти и представлена в Кабинет Министров Республики Татарстан «Программа по освоению ресурсов высоковязких нефтей», включая вопросы государственной поддержки.

Наша цель – привлечение стратегического партнера и обеспечение создания нового направления нефтедобычи и переработки в Татарстане.

Таким образом, можно сделать следующие выводы и предложения:

1. В ОАО «Татнефть» освоена технология бурения параллельных горизонтальных эксплуатационных скважин с длиной ГС до 400 м на расстоянии 5 метров друг от друга с выходом на поверхность при глубинах до 100 м от поверхности земли.

2. В ОАО «Татнефть» создана и отработана собственная технология парогравитационного режима для тяжелых нефтей, обеспечивающая дебит нефти до 13 – 15 т/сут при паронефтяном отношении 4 – 5 т/т.

3. Проведенные переговоры подтвердили заинтересованность крупнейших мировых нефтяных компаний в изучении опыта работы с тяжелыми нефтями в ОАО «Татнефть», в разработке месторождений сверхвязких битумных нефтей и их переработки в Республике Татарстан.

4. Заинтересованность малых нефтяных компаний принять участие в разведке и разработке месторождений тяжелых нефтей, а также в использовании продуктов переработки.

Казань: Изд-во «Фэн», 2007. - 295 с.

АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан



Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин,
И.Е. Шаргородский,
Е.Д. Войтович, С.Е. Войтович

В работе исследованы состояние изученности природных битумов пермских отложений Республики Татарстан, история геологического развития и структурно-тектонические условия территории их размещения. Показаны особенности пространственного размещения скоплений битумов, рассмотрены условия и время их формирования. Дана геохимическая характеристика битумов, сведения о гидрогеологических условиях размещения залежей. Выполнены качественная оценка перспектив битумоносности и анализ оценки ресурсов и запасов. Дан прогноз освоения ресурсов природных битумов республики, рассмотрены методы разработки, рекомендованы направления широкого вовлечения битумов в разработку.

Работа может быть полезной научным и производственным работникам, занимающимся геологией, поисками, разведкой и освоением залежей природных битумов, а также преподавателям и студентам ВУЗов.

ISBN 5-9690-0056-6

Казань: Изд-во «Фэн», 2006. - 328 с.

АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана



Р.С. Хисамов, Е.Д. Войтович,
В.Б. Либерман, Н.С. Гатиятуллин,
С.Е. Войтович

В монографии освещаются тектоника, основные этапы геологического развития и особенности пространственного размещения залежей нефти на территории Татарстана. Изложены принципы тектонического и нефтегеологического районирования, основанные на структурных признаках, охарактеризованы типы месторождений и залежей нефти. Предложенная схема раскрывает пространственные взаимоотношения различных типов зон восточных и западных районов республики. В заключении рассмотрены условия формирования нефтяных месторождений и приведены перспективы нефтеносности. В результате углубленного тектонического и нефтегеологического районирования авторами намечены основные направления поисков нефти в Татарстане.

Работа представляет интерес для геологов-нефтяников, производственных и научно-исследовательских организаций, а также студентов нефтяных вузов.

ISBN 5-9690-0053-1