

КОМПЛЕКС ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ КАРБОНА

В статье приведены краткие сведения о результатах выполненных исследований по работе над инновационными проектами на Степноозерском и Аканском месторождениях. Показана целесообразность углубленного изучения вариантов применения тепловых методов разработки.

Ключевые слова: высоковязкие и тяжелые нефти, низкие коллекторские характеристики пластов, гидрофобные, преимущественно гидрофобные поверхности поровых каналов, тепловые методы.

Введение

ОАО «Татнефть» и ЗАО «Нефтеконсорциум», объединяющий независимые нефтяные компании, являются признанными нефтедобывающими предприятиями Республики Татарстан. Малые нефтяные компании, как правило, разрабатывают месторождения, содержащие трудноизвлекаемые нефти, которые были открыты еще в 40-е годы прошлого столетия, но в активную эксплуатацию не вводились из-за отсутствия эффективных технологий и экономической нерентабельности. Начатые тепловые методы на ряде месторождений были приостановлены. Задача вновь вернуться к тепловым методам возникла в связи с недопустимо низкими коэффициентами нефтеизвлечения (КИН) и волевыми методами их повышения при утверждении ТЭО КИН и проектных документов. Рисунок 1 показывает, что со времени открытия большей части месторождений до их ввода в разработку прошло до 30-40 и более лет.

Ниже остановимся на результатах исследований Степноозерского и Аканского нефтяных месторождений.

Степноозерское нефтяное месторождение

Месторождение, введенное в разработку в соответствии с ТСР, утвержденной РКРР РТ 26.12.2001 г. (протокол № 199), сразу же выявило серьезное отклонение от проекта. Именно тогда протоколом совещания при государственном Советнике при Президенте РТ по разработке нефтяных месторождений Р.Х.Муслимовым (19 апреля 2005 г., г. Казань, Кремль) было поручено Волго-Камскому региональному отделению Российской академии естественных наук (РАЕН) выполнить комплекс исследований с целью детального изучения месторождения и выработки рекомендаций для существенного улучшения ситуации.

На месторождении были запрокированы традиционные методы заводнения. Исследования выполнялись с привлечением большого круга специалистов из разных организаций, в том числе с участием и под руководством членов РАЕН:

1. НИИ математики и механики им. Н.Г.Чеботарева (д.биол.н., проф., член-корр. РАЕН Савельев А.А.; д.физ.-мат.н., действ. член РАЕН Чекалин А.Н.).

2. Уфимский государственный нефтяной технический университет (д.тех.н., проф., действ. член РАЕН Зейгман Ю.В., д.тех.н., проф., действ. член РАЕН Ахметов А.Ф.).

3. Ухтинский государственный технический университет (д.тех.н., проф., член-корр. РАЕН Рузин Л.М.).

4. РФЯЦ-ВНИИЭФ – Российский федеральный ядерный центр – ВНИИ экспериментальной физики (д.физ.-мат.н., проф. Дерюгин Ю.Н., к.физ.-мат.н. Павлуша И.Н., г. Саров).

5. УфаНИПИнефть (к.хим.н., член-корр. РАЕН Телин А.Г.).

6. ТатНИПИнефть (д.тех.н., член-корр. РАЕН Иктисанов В.А.).

7. ООО «ТНГ-Групп» (д.тех.н., проф., действ. член РАЕН Дияшев Р.Н.).

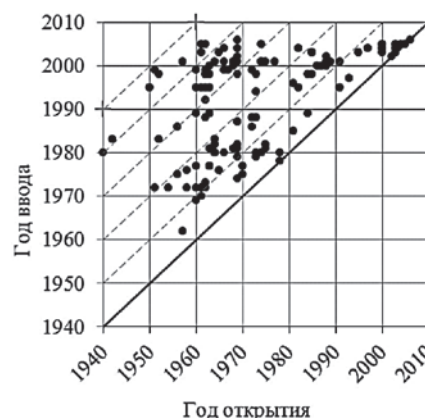


Рис. 1. Динамика открытия и ввода в разработку месторождений нижнего и среднего карбона РТ.

Пласт	Кол-во объектов	Кол-во залежей	Средняя глубина залегания кровли, м	Интервал изменения			
				Эффект. н/насыщ. толщ., м	Кп, д.ед.	Кн, д.ед.	Вязкость нефти, мПа·с
Скш (Скш1, Скш3)	2	14	1000,2	1,50 – 2,60	0,17 – 0,22	0,73 – 0,79	87,7 – 148,6
Свр (Свр1 - вр5)	5	58	1047,2	0,60 – 2,20	0,07 – 0,17	0,51 – 0,85	87,9 – 148,3
Сбш	1	12	1071,9	4,80 – 7,50	0,13 – 0,17	0,67 – 0,89	135,2 – 376,2
Сбб (Сбб1 - Сбб04)	5	39	1351,8	0,50 – 3,60	0,21 – 0,23	0,79 – 0,89	420,7 – 573,6
Стр	1	5	1360,2	3,30 – 7,30	0,14 – 0,15	0,73 – 0,76	234,2
ВСЕГО:	14	128					

Табл. 1. Характеристика коллекторских свойств подсчётных объектов месторождения.

Значимыми результатами комплексных исследований стали:

- установление причин отклонения фактических показателей разработки от проекта;
- поиски новых технологических решений для повышения КИН (Дияшев, 2008; 2009; 2011; Дияшев и др., 2009а; 2009б; 2010; Diyashev et al., 2010);
- уточнение геологического строения месторождения, пересчет запасов нефти с приростом на 40,5 %.

Месторождение многообъектное, содержит 128 залежей. Значения коэффициента пористости низки, диапазон изменения проницаемости по разным методам составляет 2-3 порядка, вязкости нефти изменяются до двух и более раз (Табл. 1). Распределение пересчитанных запасов по объектам показано на рис. 2.

Значительная часть запасов нефти рассредоточена в бобриковских терригенных и башкирских карбонатных отложениях. Последние являются гидрофобными и преимущественно гидрофобными, что практически исключает применение методов заводнения.

В результате пересчета запасов нефти весь потенциал рекомендуемых методов для повышения КИН позволил увеличить ранее утвержденную величину с 0,129 до 0,295 (Табл. 2).

На участках и залежах, которые удовлетворяют критериям применения тепловых методов, запроектированы варианты паротеплового воздействия.

ЦКР Роснедра своим решением обязала недропользователя обеспечить выполнение лабораторных опытов тепловыми методами, провести опытные работы на скважинах. Недропользователь согласился выполнить эти поручения. Предстоит большая работа, начиная с определения теплофизических свойств образцов пород продуктивных отложений, кровли-подшвы, флюидов и т.д. В текущем году эти исследования начинаются, хотя и в урезанном варианте.

Таким образом, решениями ГКЗ Роснедра при обосновании ТЭО КИН и ЦКР Роснедра при уточнении ТСП официально признана необходимость применения тепловых методов на Степноозерском месторождении.

В соответствии с рекомендациями недропользователя будут привлечены 5 организаций соисполнителей.

Аканское нефтяное месторождение

Аканское нефтяное месторождение стало следующим объектом по созданию инновационных технологий разработки. Выполнение этих работ было поручено Протоколом № 8 от 7 апреля 2009 г. Координационного Совета ННК РТ с участием специалистов ОАО «Татнефть», утвержденным консультантом Президента РТ по разработке нефтяных месторождений Р.Х. Муслимовым и согласованным с первым заместителем генерального директора по производству – главным инженером ОАО «Татнефть» Н.Г. Ибрагимовым.

Для выполнения поручения по протоколу также была создана группа специалистов, включая членов РАЕН:

1. Межотраслевая лаборатория (МОЛ, г. Казань) с участием: НИИнефтепромхим (доц. Маргулис Б.Я. и др.); ин-

Объект, горизонт, ярус	Ранее утвержденные в ГКЗ (Протокол ГКЗ № 304 от 17.03.95 г.)				Утвержденные ЦКР Роснедра (Протокол № 5139 от 21.04.2011 г.)			
	Начальные извлекаемые запасы, тыс. т	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.	Начальные извлекаемые запасы, тыс. т	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.
Каширский	1239	0,363	0,331	0,120	3273	0,527	0,390	0,206
Верейский	1932	0,383	0,392	0,150	4267	0,546	0,423	0,231
Башкирский	1081	0,387	0,207	0,080	12381	0,598	0,545	0,326
Бобриковский	4596	0,584	0,274	0,160	10219	0,782	0,462	0,362
Турнейский	287	0,320	0,344	0,110	1113	0,306	0,693	0,212
В целом по месторождению:	9135			0,129*	31253			0,295

Табл. 2. Сопоставление рекомендуемых начальных извлекаемых запасов и КИН с ранее утвержденными в ГКЗ.

№ п/п	Параметры	Значения
1.	Средняя глубина залегания, м	1183,4
2.	Средняя общая толщина, м	38,5
3.	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11,9
4.	Пористость, %	14
5.	Ср. нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,71
6.	Проницаемость по ГИС, 10^{-3} мкм ²	160
7.	Коэффициент песчаности, доли ед.	0,44
8.	Расчлененность	11,4
9.	Начальная пластовая температура, °С	22
10.	Начальное пластовое давление, МПа	11,5
11.	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	240,94
12.	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	920

Табл. 3. Некоторые общие сведения о характеристике башкирского яруса и свойствах пластовой нефти.

ститут проблем механики (проф. Никифоров А.И. и др.); ИОФХ КазНЦ РАН (д.хим.н., проф., действ. член РАЕН Романов Г.В.; проф. Юсупова Т.Н. и др.); КГТУ (д.тех.н., проф., действ. член РАЕН Кемалов А.Ф. и др.); кафедра геологии нефти и газа, литологии и петрографии К(П)ФУ (д.геол.-мин.н., проф., член-корр. РАЕН Плотникова И.Н., проф. Морозов В.П. и др.).

2. Уфимский государственный нефтяной технический университет (д.тех.н., проф., действ. член РАЕН Зейгман Ю.В. и др.).

3. НИИ математики и механики им. Н.Г.Чеботарева (д.биол.н., проф., член-корр. РАЕН Савельев А.А. и др.).

4. ООО «ТНГ-Групп» (д.тех.н., проф., действ. член РАЕН Дияшев Р.Н.).

Кратко остановимся на следующих вопросах.

1. Динамика добычи, строение пластов башкирских отложений;

2. Изменение проницаемости при закачке воды;

3. Перспектива применения тепловых методов воздействия.

Информация о выполненных исследованиях изложена в статье (Дияшев и др., 2011). Некоторые сведения о свойствах коллекторов и нефтей приведены в табл. 3.

Основные положения действующей ТСП (утв. 2008 г.):

1. Залежи нефти верейских и башкирских отложений – пластовые, хотя для последних принимается с осторожно-

стью, но допускалась трещиноватость коллекторов.

2. Выделены два эксплуатационных объекта разработки:

– верейский + башкирский совместно с запасами 21,7 % и 72,5 %;

– тульский + бобриковский совместно с запасами 5,8 %;

– балансовые запасы месторождения – 74,449 млн.т.

3. Сетка скважин 300х300 м.

4. Система поддержания пластового давления методами заводнения с применением различных технологий ОПЗ.

5. Коэффициенты нефтеизвлечения по отложениям:

– утвержденные ГКЗ: верейские – 0,12, башкирские – 0,10;

– расчетные: верейские – 0,18, башкирские – 0,18.

Принятые в ТСП – 0,25 д.ед.

Заметим, что последние цифры являются волевыми, нацеливающими на их достижение.

Месторождение введено в разработку в 2003 г. со средним начальным дебитом скважин по нефти 10-14 т/сут. В 2005 г. дебиты снизились до 6-8 т/сут и сохранились на этом уровне до середины 2009 г. за счет интенсивного разбуривания новых скважин. С сокращением бурения в 2011 г. дебиты снизились до 4-6 т/сут. Снижаются и динамические уровни с 700 до 950 м. Тенденция снижения дебитов по нефти сохранилась и при испытании технологии ОРД, разделив башкирские отложения на 2-3 объекта.

На опытную закачку воды в скв. 1951 активно не среагировали соседние, где вскрыты только башкирские отложения.

Геолого-геофизическая интерпретация результатов многомерной классификации данных ГИС по 9 скважинам показала крайнюю неоднородность и расчлененность разреза башкирских отложений. Здесь AG, ANG, ASP, и т.д. – средние значения безразмерных величин для выделенных классов пород. На рисунке 3 показан вариант с выделением 8 классов, чтобы продемонстрировать сложность разреза.

Существенно обогатили знания пластов башкирских отложений результаты анализа керна из специально пробуренной скв. 2262. В разрезе выделены пять типов пород. Из них только известняки биокластово-зоогенные I типа + II типа и известняки биокластово-зоогенные I типа, характеризуются пятнистой и пятнисто-полосчатой нефтенасыщенностью. Как видно, разрез пла-

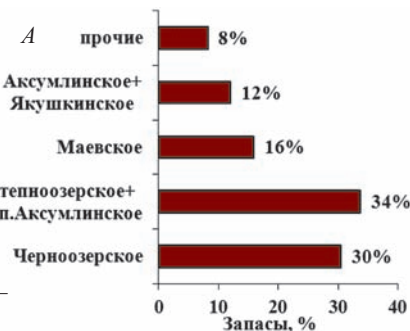


Рис. 2. Распределение запасов по объектам разработки. А) По поднятиям, Б) По продуктивным отложениям.

та крайне неоднородный по литологии и характеру нефтенасыщенности (Рис. 4). Фильтрационно-емкостные параметры выделенных типов пород весьма низки (Табл. 4).

На рисунке 5 приведены некоторые обобщенные результаты исследования керна скв. 2262. Видно, что породы гидрофобные и преимущественно гидрофобные.

Было визуально описано проявление трещин в образцах. Они преимущественно в плотных слоях и имеют вертикальную ориентацию, создавая массивную залежь башкирских отложений.

Результаты специальной обработки фактических промысловых материалов по динамике изменения забойного давления и дебита группы скважин на 2-х участках и по месторождению в целом показаны в табл.4 (Дияшев и др., 2011).

Можно предположить, что при пуске скважины в работу в начале активно вырабатываются небольшие запасы трещин (коэффициент пористости трещин по месторождению $K_{птр} = 1,5\%$) и далее на режиме истощения с крайне низким КИН – залежь в целом.

Проблемы разработки трещиноватых карбонатных коллекторов методами заводнения всесторонне были изуче-

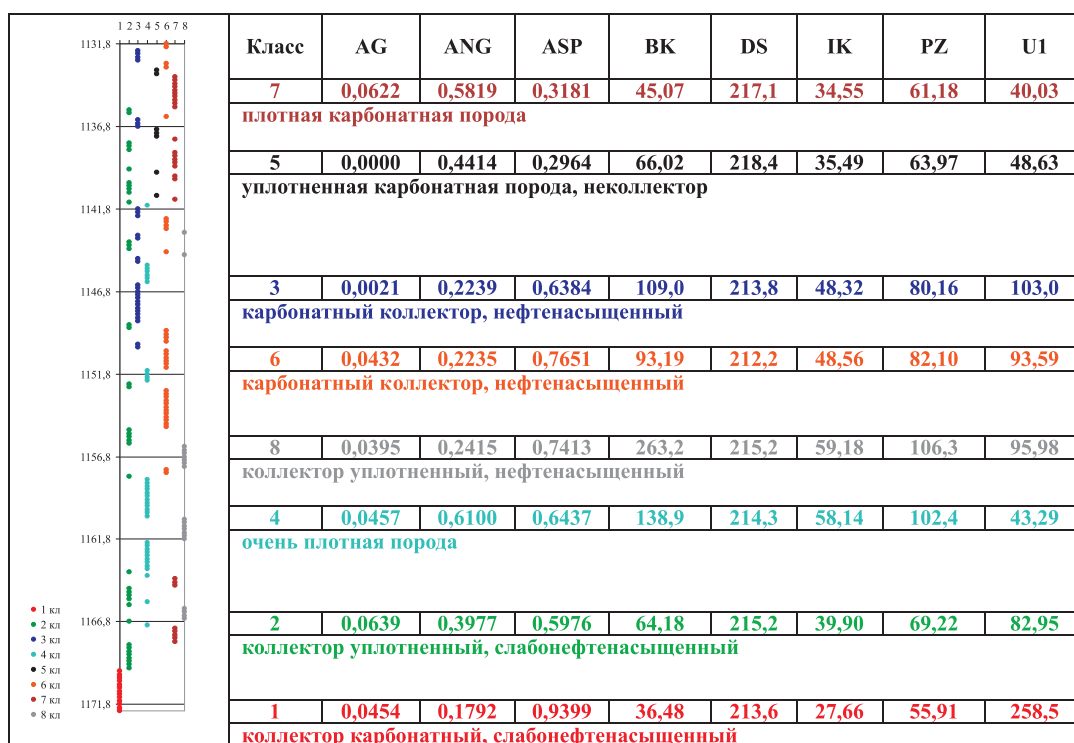


Рис. 3. Геолого-геофизическая интерпретация результатов многомерной классификации скв. 1918, башкирские отложения.

ны коллективом авторов под руководством проф. М.М.Хасанова с привлечением ряда научных организаций России на примере Хасырейского нефтяного месторождения (Тимано-Печорская провинция). Результаты заслушаны на заседании ЦКР Роснедра. Главный вывод по механизму разработки методами заводнения заключается в следующем – цитата:

«Способ разработки карбонатного коллектора определяется его гидрофильностью или гидрофобностью:

Пласт	Кол-во объектов	Кол-во залежей	Средняя глубина залегания кровли, м	Интервал изменения			
				Эффект. н/насыщ. толщ., м	Кп, д.ед.	Кн, д.ед.	Вязкость нефти, мПа·с
Скш (Скш1, Скш3)	2	14	1000,2	1,50 – 2,60	0,17 - 0,22	0,73 - 0,79	87,7 – 148,6
Свр (Свр1 - вр5)	5	58	1047,2	0,60 – 2,20	0,07 - 0,17	0,51 - 0,85	87,9 – 148,3
Сбш	1	12	1071,9	4,80 – 7,50	0,13 – 0,17	0,67 - 0,89	135,2 – 376,2
Сбб (Сбб1 - Сбб04)	5	39	1351,8	0,50 – 3,60	0,21 - 0,23	0,79 – 0,89	420,7 – 573,6
Стр	1	5	1360,2	3,30 – 7,30	0,14-0,15	0,73 – 0,76	234,2
ВСЕГО:	14	128					

Табл. 4.

– В гидрофильном коллекторе применимы методы, связанные с заводнением;

– В гидрофобном коллекторе за счет противодействия капиллярного давления депрессии методы, связанные с закачкой воды, бесполезны.

– Коллекторы Тимано-Печорской провинции являются преимущественно гидрофобными, следовательно основной механизм нефтеотдачи пласта не может быть основан на заводнении.»

Далее излагается вся последовательность работ, включая построение геолого-гидродинамической модели и выполнение расчетов. Возможные методы увеличения коэффициента нефтеизвлечения в представленном на ЦКР Роснедра докладе не рассматриваются.

Наряду с комплексом исследований для Аканского месторождения проведены опытные работы по вытеснению нефти композициями АФК (ацетилфосфоновая кислота) с соляной кислотой и щелочными составами. Из результатов приведем только одну таблицу, чтобы обратить внимание на характер изменения проницаемости образцов (Табл. 5). Видно, что проницаемость по воде резко снижается.

Принимая во внимание, что для разработки залежей высоковязких и тяжелых нефтей нет другой альтернативы кроме тепловых методов, напомним некоторые результаты обобщения по их применению в мире (Табл. 6). Здесь приведены диапазоны изменения и средние значения (знаменатель) параметров пластов и нефтей по успешным проектам с применением тепловых методов.

Приведенный обзор опубликованных работ по обоснованию критериев применения метода паротеплового воздействия показывает возможность достижения среднего

КИН до 0,47 (диапазон изменения 0,04-0,83). Имеется опыт применения теплоносителей с достижением более высоких коэффициентов нефтеизвлечения на месторождениях Удмуртии. Практический опыт реализации технологии на месторождениях показывает возможность и целесообразность проектирования и перспективу реализации данного метода на объектах нижнего и среднего кар-

Стратиграфия	Глубина, м (по ГИС)	Литология	Номера образцов	Нефте-насыще-нность	Интервал (проходка)	Вынос керна	
БАШКИРСКИЙ ЯРУС	1254		ИБЗ-I+ИП	1-4	НПят+НПол	1252-1255 (3 м)	100%
	1255		ИБЗ-I	5-6	НР		
	1256		ИБЗ-I+ИП	7-8	НПят+НПол		
	1257		ИЛ+ИП	9-11	НО		
	1257		ИБЗ-I+ИП	12-16	НПят+НПол		
	1258		ИЛ+ИП	17-42	НО	1255-1260 (5 м)	
	1259						
	1260						
	1261		М	43-57	НПят+НПол	1260-1265 (5 м)	
	1262		ИЛ+ИП				
	1263		ИБЗ-I+ИБЗ-II				
	1264						
	1265		ИБЗ-II	65-76	НР + НПят + НПол	1265-1270 (5 м)	
	1266						
	1267		ИБЗ-I >> ИБЗ-III > ИП				77-79
	1268						
	1269						
	1270		ИБЗ-II	80-99	НПят+НПол	1275-1280 (2,5 м)	
	1271						
	1272						
	1273		ИБЗ-I + ИБЗ-II + ИП	100	НО	1280-1284 (3,3 м)	
	1274						
	1275						
	1276		ИБЗ-II	101-118	НПят+НПол	1284-1289 (5,5 м)	
1277							
1278							
1279		ИБЗ-I + ИБЗ-II	119-131	НО	1289-1294 (5,5 м)		
1280							
1281							
1282		ИБЗ-II	129-138	НПят+НПол	1294-1300 (6 м)		
1283							
1284							
1285		ИБЗ-I + ИБЗ-II	139-148	НПят+НПол	1300-1306 (6 м)		
1286							
1287							
1288		ИП	149-158	НО	1306-1312 (6 м)		
1289							
1290							

Литология		Биокластово-зоогенные известняки второго типа (ИБЗ-II)
		Биокластово-зоогенные известняки первого типа (ИБЗ-I)
		Литокластовые известняки (ИЛ)
		Известняки пелитоморфные (ИП)
		Мергели (М)
		Участки локализации в разрезе вторичных изменений
		Выщелачивание селективное, интенсивное, равномерное
		Выщелачивание селективное, средне-интенсивное, неравномерное
		Выщелачивание селективное, слабое, неравномерное
		Нефтенасыщенность отсутствует
Флюидонасыщенность		Нефтенасыщенность равномерная
		Нефтенасыщенность пятнисто-полосчатая
		Нефтенасыщенность отсутствует

Рис. 4. Литогенетический разрез. Аканское месторождение. Сква. 2262.

бона нефтяных месторождений Татарстана. Учитывая крайне сложное строение объектов, ожидаемые коэффициенты нефтеизвлечения при этом могут быть в пределах до 35-45 %, но не ниже 25-30 %. Это уже в 2-3 и более раза выше ожидаемых коэффициентов при разработке месторождений традиционными методами на истощение или заводнение.

Был выполнен обзор фактических материалов по применению технологии внутрипластового горения. Почти все рассмотренные месторождения характеризуются высокими значениями начальной нефтенасыщенности. Это свидетельствует о том, что процесс внедрялся на месторождениях на ранней стадии разработки, что положительно сказывается на его проведении.

Среднее значение КИН по 10 проектам составило 0,56 (диапазон изменения 0,42-0,64) (Табл. 5).

Нефтеотдача пластов при горении на залежах высоковязких и тяжелых нефтей, по данным промысловых испытаний на 13 месторождениях варьируют от 14,3 до 74 % (залежь Шеннон, месторождение Солт-Крик, США). Это в несколько раз превышает величину ее при разработке месторождений на режиме истощения (от 5 до 15 %). Среднее значение КИН по этим месторождениям составляет 48,8 %. Ожидаемое значение КИН по 13 проектам находится в диапазоне от 30 до 57,6 % и в среднем составляет 45,8 %. Таким образом, в целом, КИН, достигнутый в результате проведения процесса оказался даже выше ожидаемого по проектам.

В (SPE 84864; SPE 84908; SPE 143287) приводятся интер-

№ п/п	№ обр.	Пористость, %	Размеры пор, мм	Проницаемость, мкм ²				
				по воздуху	по воде (нач.)	по нефти	по воде до реагента	после реагента
Щелочная композиция								
1	73-1	15 - 20	0,05 – 1,0	0,145	0,052	0,09	0,0003	0,00048
2	106-1	15 - 20	0,1 – 1,0	0,944	0,757	0,5	0,0518	0,0571
3	5-1	10 - 15	0,05 – 1,0	0,13	0,0616	0,04	0,00124	0,00353
Композиция АФК								
4	68-1	около 10 %	0,05 – 1,0	0,15	0,051	0,17	0,00124	0,017
5	87-1	10 - 15	0,05 – 1,0	0,095	0,0369	0,04	0,0003	0,0012
6	102-1	10 - 15	0,05 – 1,0	0,073	0,0252	0,02	0,00032	0,0212

Табл. 5. Динамика изменения фильтрационных свойств образцов при прокачке воды и реагентов (скв. 2262, башкирские отложения).

Параметр	Ед. изм.	Методы увеличения нефтеизвлечения	
		Закачка пара	Внутрипластовое горение
Вязкость	мПа*с	20 - 5000000 (11037)	2 - 660 (155)
Глубина залежи	м	61-1749 (509)	122 - 2577 (1087)
Пористость	%	22 - 65 (33)	17 - 32 (25)
Проницаемость	мкм ²	0,0001 - 15 (2,5)	0,01 - 15 (2,8)
Плотность	кг/м ³	904 - 1014 (975)	835 - 976 (916)
Начальная нефтенасыщенность	%	44 - 90 (76,2)	52 - 94 (65,9)
КИН	доли ед.	0,04 - 0,83 (0,47)	0,42 - 0,64 (0,56)
Количество проектов	шт.	102	10

Табл. 6. Диапазон изменения и средние значения (в скобках) параметров пластов и нефтей по успешным проектам с применением тепловых методов.

валы коэффициента нефтеизвлечения при разных технологиях добычи:

- первичная, как правило, менее 30 %;
- вторичная (заводнение, управление давлением) – 30-50 %;
- третичная, включающая тепловые методы (пар, горячая вода, внутрипластовое горение) - > 50 %, до 80 + %.

Таким образом, в разных источниках при тепловых методах разработки приводятся достаточно высокие коэффициенты нефтеизвлечения.

Таблица 7 и рисунок 6 показывают реальную динамику применения технологии внутрипластового горения на месторождениях США и Канады (Дияшев и Абдрашитова, 2010).

Сама природа, т.е. отдельные физические свойства воды, нефти и породы с повышением температуры изменяются в благоприятном направлении. Так, например:

1. Снижается межфазное натяжение в системе нефть-вода, т.е. возрастает смачиваемость породы водой.

2. Изменяется относительная проницаемость смеси нефть-вода: оста-

Макро- и микроскопическая характеристика образцов		Коэффициент остаточной нефтенасыщенности к объему пор, %	Проницаемость по газу параллельно напластованию (мкм ²)	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент вытеснения к объему первоначальной нефтенасыщенности, %
Тип породы	Нефтенасыщенность				
Известняки литокластовые	Отсутствует	11,84 (0,00-42,29) 12	0,0005 (непр.-0,004) 12	3,74 (1,99-7,43) 12	34,04 (17,09-50,10) 5
Известняки пелитоморфные	Отсутствует, оч. редко пятнистая	12,81 (0,00-50,01) 33	0,012 (непр.-0,247) 23	5,87 (0,58-21,34) 33	51,60 (18,17-67,65) 5
Известняки биокластово-зоогенные I типа + II типа	Пятнистая и пятнисто-полосчатая	35,31 (15,52-49,49) 28	0,027 (непр.-0,178) 21	9,72 (2,69-20,61) 28	35,05 (8,46-56,63) 15
Известняки биокластово-зоогенные I типа	Равномерная, пятнистая, пятнисто-полосчатая	30,92 (0,00-49,93) 45	0,069 (непр.-0,247) 29	11,27 (1,99-19,99) 45	46,70 (12,54-80,35) 21
Известняки биокластово-зоогенные II типа	Отсутствует	19,99 (0,00-47,93) 21	0,002 (непр.-0,016) 14	4,30 (0,31-10,90) 21	38,50 (1,92-70,66) 7

Табл. 4. ФЕС по типам пород. Скв. 2262.

Продолжительность ВГ, годы	Число проектов	
	Всего (%)	В том числе успешных (%)
1-3	8 (11,4)	1 (2,6)
3-5	7 (10)	3 (7,7)
5-7	7 (10)	3 (7,7)
7-10	11 (15,7)	4 (10,4)
10-15	8 (11,4)	5 (12,8)
15-20	8 (11,4)	6 (15,4)
20-30	13 (18,6)	9 (23,1)
>30	8 (11,4)	8 (20,5)

Табл. 7. Продолжительность действующих проектов по внутрипластовому горению в США и Канаде.

точная насыщенность водой растет, а нефти уменьшается.

3. На 2-3 порядка изменяются коэффициенты термического расширения: углеводородов $\sim 10^{-3} \text{ K}^{-1}$; воды $\sim 2 \cdot 10^{-4} \text{ K}^{-1}$ и породы (кварца, песчаников) $\sim (4 \div 5) \cdot 10^{-5} \text{ K}^{-1}$, что ведет, в первую очередь, к вытеснению нефти из породы.

4. Увеличивается удельная теплоемкость воды, нефти и сухих горных пород; по-разному изменяются значения коэффициентов теплопроводности.

5. Нефть является неньютоновской жидкостью для которой разрушается структура и понижается вязкость.

Ход выполнения работ по Аканскому месторождению дважды был предметом рассмотрения на заседании Совета директоров компании. Каждый раз членами Совета ставились вопросы, не предусмотренные календарным планом работ. Наконец, для опытного участка были рассмотрены 9 оценочных вариантов с расчетными коэффициентами нефтеизвлечения (Табл. 8).

Из таблицы 8 следует, что максимальный расчетный КИН (0,375) достигается при внедрении технологии внутрипластового горения. Известно, что на эту технологию затраты на 20 % ниже, чем на внедрение паротеплового воздействия при всех равных условиях.

Рис. 5. Некоторые обобщенные результаты исследования керна скв. 2262 (башкирские отложения).

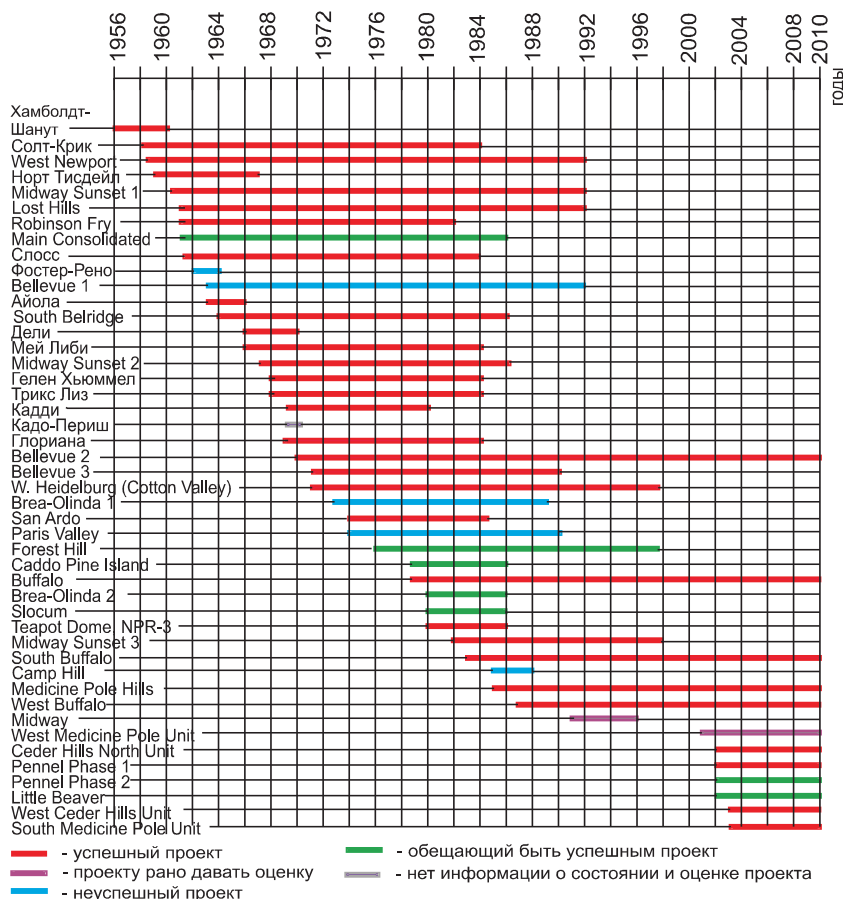
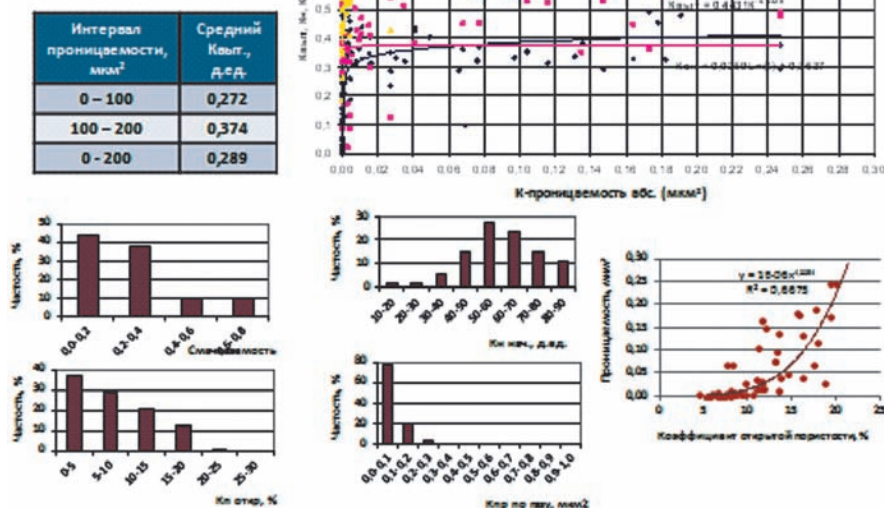


Рис. 6. Из практики реализации технологии внутрипластового горения на месторождениях США.

Таким образом,

1. Уточнена модель башкирских отложений Аканского нефтяного месторождения: крайне неоднородный, преимущественно с низкими ФЕС, слоистый, трещиноватопоровый коллектор, причем трещины имеют вертикальную ориентацию, образуя массивную залежь.

2. Утвержденные методы заводнения для башкирских отложений неприемлемы: коллектор является гидрофобным и преимущественно гидрофобным, когда капиллярные силы на вытеснение нефти водой не активны. Следствием являются весьма низкие и ненадежные коэффициенты вытеснения нефти водой.

3. Нефти башкирских отложений являются неньютоновскими, для которых эффективная вязкость в зависимости от напряжения сдвига увеличивается до 5-7 и более раз для вариантов с разрушенной и неразрушенной структурами. Это значит, что коэффициенты охвата пласта выработкой будут крайне низки. Однако эти характеристики нефти изменяются в благоприятную сторону при повышении пластовой температуры.

4. Принимая во внимание нестандартное, сложное во всех отношениях строение башкирских отложений, насыщенных высоковязкими неньютоновскими нефтями и значительные балансовые запасы (более 54 млн. т.) необходимо продолжить интенсив-

Показатель	Варианты								
	1вар.	2вар.	3вар.	4вар.	5вар.	6вар.	7вар.	8вар.	9вар.
Вид воздействия	заводнение	заводнение	истощение	истощение	пар	ВВГ	АФК	щелочь	ПЦО
Плотность сетки скважин, га/скв.	29	14.1	29	14.1	19.7	21	22.7	22.7	30.8
Проектный уровень добычи: нефти тыс.т	39	45.5	16.5	45	40.8	25.2	14.3	11.5	19.7
жидкости, тыс.т	42.5	96.5	18.2	50.2	203.7	74.3	53.3	53	20.8
газа, млн м ³	0.23	0.27	0.1	0.26	0.24	0.15	0.08	0.07	0.12
Проектный срок разработки, годы	59	54	39	34	98	92	79	86	98
Накопл. добыча за проектный период, тыс. т	722.6	770.3	189.2	298.4	1326.5	749.4	428.2	434.2	828.1
Накопленная добыча с начала разработки, тыс.	800.5	848.2	268.3	376.2	1408	793.3	434.3	440.3	906
Коэффициент извлечения нефти, д.ед	0.153	0.162	0.051	0.072	0.272	0.375	0.258	0.261	0.175
Фонд скважин за весь срок разработки, всего	17	35	17	35	25	14	13	13	16
В том числе: добывающих	14	16	17	35	16	12	11	11	16
нагнетательных	3	19			9	2			
Средняя обводненность продукции, % к концу разработки	0.98	0.979	0.98	0.98	0.98	0.982	0.983	0.98	0.501

Табл. 8. Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки опытных участков башкирского яруса.

ные научно-исследовательские и опытные работы в направлении их расширения по обоснованию тепловых методов воздействия.

5. Имеются другие предложения, в том числе принципиально новые. Однако продолжение научных исследований в 2012 г. заказчиком не предусмотрено.

Заключение

По результатам выполненного Волго-Камским региональным отделением РАЕН комплекса исследований по инновационному проектированию показано, что в условиях Степноозерского и Аканского нефтяных месторождений не все направления оказались приемлемыми для дальнейшего развития. Это справедливо. В мире поиск и создание инновационных технологий так и происходит: исследуют много направлений, для более глубокого изучения оставляют единицы наиболее перспективных для конкретных объектов.

На Степноозерском и Аканском месторождениях большая часть извлекаемых запасов высоковязких и тяжелых не-ньютоновских нефтей содержится в трещиноватых, карбонатных гидрофобных и преимущественно гидрофобных с низкими ФЭС коллекторах. Очевидно, что нет альтернативы тепловым методам – закачка теплоносителей и высокотемпературное окисление (внутрипластовое горение). Их применение потребует проведения дополнительных исследований по определению теплофизических свойств породы и флюидов, выполнения экспериментальных работ по вытеснению на специальных физических моделях и т.д., проектирования скважин специальной архитектуры, например горизонтальные, боковые стволы, радиальное бурение и т.д. Это испытанный продолжительный, но показавший эффективность в мировой практике путь.

При обосновании коэффициентов нефтеизвлечения тепловыми методами за основу были приняты опубликованные материалы. Однако характеристики нефтей (вязкость, плотность, состав) и ФЭС коллекторов на Степноозерском и Аканском нефтяных месторождениях существенно хуже, чем в опубликованных работах. Поэтому и рассчитанные величины КИН оказались низкими. Потребуются значительные усилия для их достижения и дальнейшего увеличения.

Литература

Diyashev R.N., Piyakov G.N., Iksanov I.M., Gainetdinov R.F., Rahimov R.L., Makatov A.K., Telin A.G. Physical Simulation of

Water Alternation Gas Technology at the Heavy Oil Carbonate Reservoir Conditions. Saint Petersburg, Russia. 2010. 308.

SPE 84864; SPE 84908; SPE 143287

Дияшев Р.Н. Новые возможности щелочного заводнения и внутрипластового горения для разработки залежей вязких, высоковязких и тяжелых нефтей. *Нефтяное хозяйство*. № 9. 2009. 102-106.

Дияшев Р.Н. О тенденциях применения МУН в мире: уроки для использования при добыче высоковязких и тяжелых нефтей карбона на землях Татарстана. *Георесурсы*. 4(27). 2008. 42-45

Дияшев Р.Н., Абдрашитова Д.Р. Мировой опыт реализации технологии внутрипластового горения в качестве обоснования ее применения на месторождениях Республики Татарстан. *Мат-лы между. науч.-практ. конф.: «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа»*. Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ. 2010. 479.

Дияшев Р.Н., Гайнетдинов Р.Ф., Рахимов Р.Л. Возможные направления разработки залежей карбона (на примере Степноозерского нефтяного месторождения). *Недропользование XXI век*. № 2. 2010. 45-49.

Дияшев Р.Н., Зейгман Ю.В., Рахимов Р.Л. Исследования аномалий вязкости пластовых нефтей месторождений Республики Татарстан. *Георесурсы*. 2 (30) 2009. 44-48.

Дияшев Р.Н., Исмагилов О.З., Гайнетдинов Р.Ф., Рахимов Р.Л. Эффективные технологии для разработки месторождений высоковязких нефтей: примеры обоснования их применения. *Мат-лы между. конф.: «Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов, Перспективы создания подземных хранилищ газа в Республике Татарстан, Казанская геологическая школа и ее роль в развитии геологической науки в России»*. Казань: Изд-во НПО «Репер». 2009. 694.

Дияшев Р.Н., Муслимов Р.Х., Круглов М.П. Задачи инновационного проектирования разработки месторождений с высоковязкими и тяжелыми нефтями и направления их решения (на примере Аканского месторождения). *Мат-лы между. науч.-практ. конф.: «Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья»*. Казань: изд-во «ФЭН» АН РТ. 2011. 552.

Дияшев Р.Н. К оценке целесообразности применения паротепловых методов добычи высоковязких нефтей нижнего и среднего карбона на месторождениях Татарстана. *20 лет РАЕН, Сб. статей. Секция нефти и газа*. М.: Издательство «Техника». ТУМА ГРУПП. 2011. 208.

R.N. Diyashev. Research complexes for substantiation of thermal methods application on Carboniferous highly viscous and heavy oil fields development.

This article shows summary of investigations results accomplished on works under innovative projects on the Stepanozersky and Akansky fields. Practicability of enhanced studying of thermal methods application options on development is shown.

Key words: highly viscous and heavy oils, thermal methods, hydrophobic surface of porous media, low properties of oil deposits.