

О ТЕНДЕНЦИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ МУН В МИРЕ: УРОКИ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ КАРБОНА НА ЗЕМЛЯХ ТАТАРСТАНА

Сложившаяся в мире в 1990 – 2005 гг. тенденция сокращения числа проектов по методам увеличения нефтеизвлечения в 2006 – 2008 гг. изменилась в сторону роста. Изменилось соотношение между тепловыми и газовыми методами в сторону более интенсивного внедрения газовых. Появились новые результаты исследований по применению химических методов для вытеснения высоковязких и тяжелых нефтей.

Даются рекомендации о постановке научно-исследовательских работ по применению МУН для повышения эффективности разработки залежей высоковязких и тяжелых нефтей карбона месторождений Татарстана.

Ключевые слова: высоковязкие, тяжелые нефти; тепловые, химические методы увеличения нефтеизвлечения.

1. Введение

Опыт работы независимых нефтяных компаний с целью ввода в разработку мелких месторождений, содержащих вязкие, высоковязкие и тяжелые нефти в отложениях карбона, показал, что одной из основных проблем являются низкие проектные коэффициенты нефтеизвлечения (часто в пределах от 9 – 11 до 19 – 21 %). Это обусловлено сложностью создания систем заводнения из-за горно-геологических условий и низкими коэффициентами вытеснения нефти при традиционных методах заводнения (часто 0,35 – 0,50).

Конечно, нельзя согласиться с таким положением. Это отразилось в принятом на одном из заседаний ТО ЦКР по РТ (март 2007г.) решении: проектные документы на разработку нефтяных месторождений должны включать такие технологические рекомендации, чтобы проектный коэффициент нефтеизвлечения был не ниже 25 %. Ясно, что это временное условие: нельзя же мириться с оставлением в недрах 3/4 имеющихся запасов нефти месторождения.

В настоящем докладе приводятся материалы, показывающие закономерности изменения количества проектов

с методами увеличения нефтеизвлечения в мире. Большая доля проектов приходится на США, меньше на Канаду и другие страны. При этом в информацию по США не включены данные о небольших и короткоживущих проектах с закачкой ПАВ, ПАА и некоторых других химических реагентов. В целом, приводимые ниже данные включают так называемые третичные методы разработки, считая технологии закачки воды или метана (!) вторичными (Moritis, 2008a). Кратко сообщается об основных направлениях применяемых МУН на нефтяных месторождениях Татарстана.

2. О тенденциях применения третичных МУН в мире и в США

Начиная с 1974 г. каждые 2 года по состоянию на конец предыдущего публикуются материалы о реализуемых проектах в мире по МУН. По этим данным составлена Табл. 1 за период с 1992 по 2008 гг. Отметим лишь следующее:

- Общее число проектов в эти годы заметно снизилось (с 480 в 1992 до 303 в 2006 г.). Отмечается тенденция значительного увеличения на начало 2008 г. (до 361) по сравнению с данными на начало 2006 г. Планируется дальнейшее увеличение в 2008 г.

- Изменилось соотношение между рассматриваемыми методами: на начало 1992 г. доля термических, газовых и химических МУН составила, соответственно, 52, 34 и 14 %, а на начало 2008 г. – 46, 47 и 6 %. В числе планируемых для пуска в 2008 г. проектов доля этих методов составляет 25, 50 и 25 %. Очевидна закономерность увеличения доли методов газового воздействия.

Можно самостоятельно проанализировать динамику изменения числа проектов по видам воздействия внутри рассмотренных направлений МУН. Так, например, число проектов по внутрипластовому горению с 19 в 1992 г. сократилось до 16 в 2000 – 2004 гг. и пошло на увеличение до 21 в последующие годы.

МУН	Число проектов на начало года публикации													
	1992		2000		2002		2004		2006		2008		планируемые к вводу	
	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%
Термические														
пар	213	85	191	90	136	87	125	87	119	83	142	85	7	88
горячая вода	17	7	5	2	4	3	3	2	3	2	3	2		
внутрипластовое горение	19	8	16	8	16	10	16	11	21	15	21	13	1	2
Газовые														
углеводородные	82	50	51	35	36	31	47	35	38	27	35	21		
СО ₂	70	43	84	58	75	64	79	59	94	68	124	73	16	100
N ₂	10	6	10	7	6	5	8	6	5	4	6	4		
другие газы	2	1						1	1	4	2			
Химические														
мицеллярно-полимерные	7	10	1	2	1	3	1	4						
полимерные	56	84	39	95	33	90	24	90	20	100	22	92	6	75
щелочи	4	6					2	6						
ПАВ			1	3	3	7								
ПАВ - полимерные											2	8	2	25
Микробиологические														
микробиологические			3	100	2	100	3	100	2	100	2	100		
ИТОГО по всем МУН	480	100	401	100	312	100	308	100	303	100	361	100	32	100
Термические	249	52	212	53	156	50	144	47	143	48	166	46	8	25
Газовые	164	34	145	36	117	37	134	43	138	45	169	47	16	50
Химические	67	14	41	10	37	12	27	9	20	6	24	6	8	25
Микробиологические			3	1	2	1	3	1	2	1	2	1		

Табл. 1. Динамика изменения активных проектов с применением МУН в мире.

МУН	Число проектов на начало года публикации										
	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008
Термические											
Пар	133	137	119	109	105	92	86	55	46	40	45
Внутрипластовое горение	9	8	8	5	8	7	5	6	7	12	12
Горячая вода	10	9	6	2	2	1	1	4	3	3	3
Химические											
мицеллярно-полимерные	9	5	3	2							
полимерные	111	42	44	27	11	10	10	4	4	0	1
щелочные	4	2	2	1	1	1					
ПАВ		1									1
Газовые											
Уг/водор.газ (см.и несм.)	22	23	25	15	14	11	6	7	8	13	13
СО2 смеш.	49	52	52	54	60	66	63	66	70	79	100
СО2 несмеш.	8	4	2	1	1		1	1	1	2	5
Азот	9	9	7	8	9	10	4	4	4	3	4
Дымовой газ (см.и несм.)	2	3	2								
Другие газы											
Микробиологические											
микробиологические			2	1	1	1					
ИТОГО по всем МУН	366	295	273	226	212	199	176	147	143	152	184
Термические	152	154	133	116	115	100	92	65	56	55	60
Газовые	90	91	89	79	84	87	74	78	83	97	122
Химические	124	50	49	30	12	11	10	4	4	0	2
Микробиологические			2	1	1	1					

Табл. 2. Активные проекты с применением МУН в США (Moritis, 2008a).

Из химических МУН практически применяется лишь полимерное заводнение.

Наглядно видны указанные тенденции по месторождениям США (Табл. 2). Так, общее число проектов за 1988–2004 гг. уменьшилось с 366 до 143. В 2006–2008 гг. их число начало расти и составило 152 и 184, соответственно, оставаясь существенно ниже, чем в начале рассматриваемого периода. Тепловые методы сократились с 152 (1988 г.) до 55 (2006 г.), а газовые сократились до 74 в 2004 г. и начали интенсивно расти (до 122 в 2008 г.). Смешивающееся вытеснение газами CO_2 составляет 82%.

Из всего табличного материала по состоянию на начало 2008г. (Koottungal, 2008) выписаны характеристики успешных и обещающих быть успешными проектов, выполненных полностью, близких к завершению и завершенных на половину. Для этих проектов выбрали основные параметры пластов и свойств нефтей, определяющих применение того или иного МУН. Диапазоны их изменения (числитель) и средние значения (знаменатель) по наиболее представительным методам приведены в Табл. 3, 4. По существу их можно рассматривать как критерии для выбора объектов с применением различных МУН.

В работе (Koottungal, 2008) приводятся значения нефтенасыщенности в начале и в конце проекта. Поэтому вычисленные нами величины КИН* в Табл. 3 и 4 следует рассматривать как прирост коэффициента нефтеизвлечения за счет анализируемых методов. Получены достаточно высокие показатели: 0,47 и 0,56 при закачке пара и внутрипластовом горении, соответственно. Большая часть проектов осуществляется на залежах терригенных коллекторов. В исходных данных нет информации о толщине пластов – важнейшей характеристике при выборе тепловых методов воздействия. По остальным параметрам критерии для применения внутрипластового горения представляются более приемлемыми для условий залежей карбона на землях Татарстана.

Газовые методы увеличения нефтеизвлечения по характеристикам коллекторов, условиям их залегания и достигаемым результатам – прирост КИН – могут быть оценены как весьма привлекательные, причем в большей степени – закачка углеводородных газов. Средний прирост КИН

составил 43 % и 87 %, соответственно, при закачке CO_2 и УВ газов. Однако, более высокие вязкости нефтей залежей карбона на месторождениях Татарстана могут быть критическим фактором для их прямого применения. Начатые работы по водогазовому воздействию на Алексеевском месторождении (Муслимов и др., 2007) могут послужить как одно из направлений расширения области применения газовых МУН на залежи вязких и высоковязких нефтей.

Приведенные выше результаты относятся к трем-четырем классически выделяемым направлениям третичных МУН. Они не охватывают некоторые новые технологии, которые находятся на стадии лабораторных экспериментов или опытных работ на месторождениях. Остановимся на одном из них. Это – закачка щелочных растворов в различных

подвариантах (щелочь, щелочь + ПАВ, щелочь + ПАВ + полимеры) в зависимости от состава и свойств нефти и пород пласта на конкретном месторождении (Bryan & Kantzas, 2008; Farouq Ali et al., 1979). Развитие этих методов вызвано тем, что часто горно-геологические условия и свойства нефтей не позволяют применять традиционные технологии. Например, нефти высоковязкие и тяжелые, а закачка теплоносителей (пара) неприемлема из-за малой толщины пластов и большой глубины их залегания.

Для обычных нефтей заводнение с растворами щелочи и ПАВ с целью увеличения КНИ, благодаря снижению межфазного натяжения на границе нефть-вода, является известной технологией. Широкое развитие она не получила, главным образом, из-за дороговизны ПАВ. В новейшей работе (Bryan and Kantzas, 2008) детально исследуются достоинства технологии заводнения с щелочными растворами залежей высоковязких тяжелых нефтей в пластах малой толщины на больших глубинах, для которых применение технологии закачки пара не проходит по критериям. Разработка таких месторождений без применения теп-

Параметр	Ед.изм.	Методы увеличения нефтеизвлечения	
		Пар	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
Тип коллектора	терригенный	%	99
	карбонатный	%	1
КИН *	доли ед.	0.04 - 0.83 0.47	0.42 - 0.64 0.56
Количество проектов	шт.	102	10
Доля от общ. числа проектов по тепловым методам	%	89.5	8.8

Табл. 3. Диапазон изменения параметров пластов и нефтей для проектов с применением тепловых методов. * – определяется как отношение разности насыщенностей перед началом проекта и после его завершения к значению перед началом.

ловых методов осуществляется на режимах истощения с очень низкими КИН. В статье подчеркивается о синергетическом эффекте за счет взаимодействия щелочей с кислотами в составе тяжелых нефтей с образованием поверхностно-активных веществ в поровой среде.

Возможными механизмами щелочного заводнения являются: образование эмульсии и вовлечение в процесс фильтрации удерживаемых в поровой среде капель нефти при комплексном эффекте как снижение межфазного натяжения и обратимость смачиваемости поровой среды. Соотношение подвижности нефти и вытесняющего агента регулируется путем создания эмульсии «вода в нефти» или «нефть в воде». Для надлежащего обоснования применения технологии щелочного заводнения необходимо выполнить комплекс исследований состава и свойств нефти, пластовой воды и породы коллектора для конкретного объекта. В статье излагаются результаты исследований на примере месторождения Saskatchewan (Канада) с вязкостью нефти при пластовой температуре до 11 – 15 тыс. мПа*с. В качестве водной фазы использовали деионизированную и пластовую (с содержанием 20 тыс. ppm NaCl) воды. В качестве щелочи был выбран карбонат натрия (Na₂CO₃), обладающий буферным эффектом и менее чувствительный к минерализации воды, чем NaOH. В результате реакции щелочи с органическими кислотами в нефти генерируются моновалентные анионные ПАВ. Исследования проводили на 28 образцах керн при различных концентрациях щелочи и с добавлением ПАВ. Снижение межфазного натяжения нефть-вода в зависимости от концентрации щелочи и ПАВ может составлять до 2-х порядков, причем более значительно при использовании не минерализованной воды.

Исследованы условия образования эмульсии типов «нефть в воде» или «вода в нефти». Непрерывной фазой оказывается та часть, в которой более растворимы ПАВы. Наконец, ПАВы, содержащие моновалентные катионы металлов, склонны создавать эмульсию типа «нефть в воде», а поливалентные – типа «вода в нефти».

В пористой среде эти процессы имеют более сложный характер, чем в объеме благодаря взаимодействию жидкой и твердой фаз.

В заключение отмечается, что заводнение щелочное + поверхностно-активные вещества имеет несомненный по-

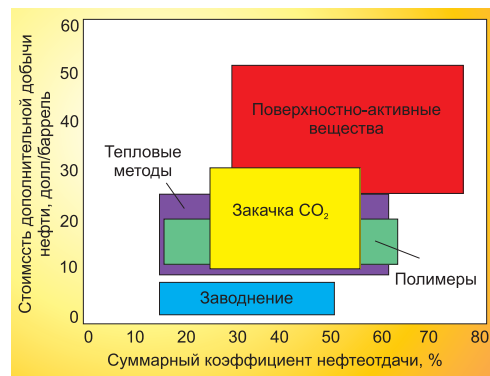


Рис. 1. Сопоставление стоимости – результат для основных МУН (по Simandoux и др., 1990).

тенциал для нетермической добычи тяжелых нефтей. Водные растворы щелочь+ПАВ снижают межфазное натяжение нефть-вода, что ведет к образованию эмульсий при нормальных скоростях вытеснения. Последние повышают охват вытеснением благодаря уменьшению отношения эффективной подвижности между водой и тяжелой нефтью. Предпочтительно среду иметь гидрофильной и создавать эмульсию типа «нефть в воде», по крайней мере, в начальном этапе заводнения.

Исследованию эффективности применения щелочей, кислот и эмульсий для извлечения высоковязких нефтей на примере нефтей месторождений Lloydminster (Канада) и Morichal (Венесуэла) посвящена статья (Farouq Ali et al., 1979). Вязкость нефтей на этих месторождениях при пластовой температуре составила, соответственно, 1650 мПа*с (T_{пл} ~ 21,1 °C) и 1600 мПа*с (T_{пл} ~ 56,7 °C). Эффективность закачки оторочек эмульсий на обоих месторождениях была выше, чем оторочек щелочи или кислоты. Интересное наблюдение заключается и в том, что наиболее значительное снижение межфазного натяжения имело место для нефтей обоих месторождений при pH ≈ 2 и pH ≈ 10 – 12. Для условий месторождения Lloydminster был достигнут коэффициент нефтеизвлечения 30 – 46 %, что выше на 41 – 88 %, чем при заводнении. На месторождении Morichal нефтеизвлечение составило 59 – 65 %.

На месторождении Lawrence планируется проведение опытных работ по закачке состава щелочь+ПАВ+полимер с размещением плотной сетки скважин для быстрого получения практических результатов (в течение 3-4 месяцев) (Moritis, 2008b). 16 лабораторных экспериментов показали, что нефтеотдача увеличится на 21 – 24 %. Далее опыты начнутся на элементах с плотностью сетки скважин около 4 га/скв с ожидаемыми сроками оценки эффективности 12 – 15 месяцев. Благодаря закачке щелочи концентрация закачиваемого ПАВа значительно сокращается, что снижает общие затраты на реализацию технологии и делает проект экономически эффективным.

Действительно, применение эффективных технологий на основе растворов ПАВ оказывалось невостребованным именно из-за их дороговизны. Это видно на Рис. 1 (Weber, 1999) из опубликованной в 1990 г. работы, где приводится сопоставление стоимости дополнительной добычи нефти и достигаемого коэффициента нефтеизвлечения при различных методах увеличения нефтеизвлечения. Видимо, с точки зрения потенциала методов в части коэффициента нефтеизвлечения (ось X) диапазоны величин останутся без значимых изменений. Затраты на добычу дополнительной нефти (ось Y) несколько увеличатся из-за общего удорожания материалов и производства в целом,

Параметр	Ед.изм.	Методы увеличения нефтеизвлечения	
		CO ₂	Углеводороды
Вязкость	мПа*с	0 – 592 3.9	0.1 – 1.3 0.5
Глубина залежи	м	601 – 3279 1637	1231 – 3353 2371
Пористость	%	3 – 32 14.6	4.25 – 26 11.2
Проницаемость	мкм ²	0.0015 – 0.5 0.04	0.003 – 5 1.09
Плотность	кг/м ³	806 – 979 856	751 – 893 826
Начальная нефтенасыщенность	%	35 – 89 49.6	30 – 98 78.2
Тип коллектора	терригенный	%	62
	карбонатный	%	38
КИН *	доли ед.	0.09 – 0.83	0.22 – 0.95
	ед.	0.43	0.87
Количество проектов	шт.	66	34
Доля от общ. числа проектов с примен. газовых методов	%	64.7	33.3

Табл. 4. Диапазон изменения параметров пластов и нефтей для проектов с применением газовых методов. * – см. прим. к Табл. 3.

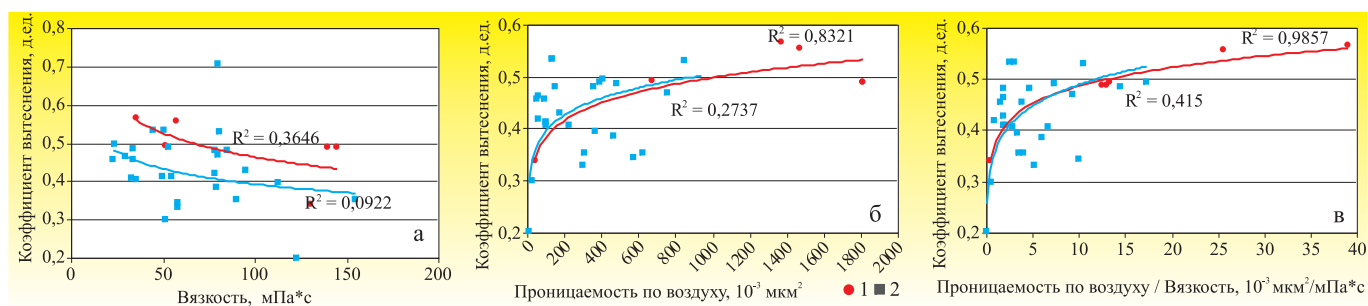


Рис. 2. Зависимости коэффициента вытеснения от вязкости (а), проницаемости (б) и подвижности (в). Коллектор: красным – терригенный; синим – карбонатный.

но не настолько, как выросли цены на нефть в последние годы. Это значит, что технологически эффективные проекты станут эффективными и экономически.

Напомним, что опытные работы по щелочному заводнению, выполненные на Нурлатском нефтяном месторождении в 1992 – 1993 гг. (Муслимов и др., 2002), были оценены технологически эффективными.

Таким образом, для разработки месторождений высоковязких и тяжелых нефтей наряду с традиционными тепловыми методами воздействия активизируются исследования по применению альтернативных комплексных химических методов, основанных на сочетании синергетического эффекта закачки щелочей при соответствующих составах нефтей или щелочей с добавлением малых концентраций ПАВ, или щелочей+ПАВ+полимеров.

2. Особенности применения МУН на месторождениях Татарстана

Значения коэффициентов вытеснения нефти водой для залежей карбона ряда месторождений Татарстана по результатам лабораторных данных обобщены в работе (Бакиров и Бакиров, 2006). По этим данным нами построены зависимости коэффициента вытеснения от вязкости (μ_n), проницаемости и подвижности ($k_{пр}/\mu_n$) для бобринского (терригенный коллектор) и общая для верейского, башкирского и турнейского отложений (карбонаты) (Рис. 2).

Область исследований охватывает диапазон изменения вязкости до 150 мПа*с. Видно, что коэффициенты вытеснения для карбонатных коллекторов ниже, чем для терригенных, и существует тенденция их снижения с увеличением вязкости нефти. Зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости и подвижности для терригенных и карбонатных коллекторов совпали. Возможно, это объясняется качеством анализов, что следует из небольших коэффициентов корреляции. Практически все определения коэффициента вытеснения для карбонатных коллекторов оказываются в интервале 0,3 – 0,5. Нужны такие технологии, чтобы коэффициенты вытеснения, по крайней мере, увеличить в 1,5 – 2 раза, имея ввиду необходимость решения и другой не менее важной задачи – увеличение коэффициента охвата. Для обобщения использованы результаты лабораторных опытов на 363 и 162 ядрах, соответственно, для карбонатных и терригенных коллекторов по 11 месторождениям.

Характерной особенностью для Татарстана является полное отсутствие проектов с эффективными методами теплового и газового воздействия для разработки залежей карбона с вязкими, высоковязкими и тяжелыми нефтями. Традиционное объяснение такой ориентации – малые толщины пластов и большие глубины, что исключает приме-

нение паротеплового воздействия, и отсутствие источников широко применяемых в мире газов CO_2 .

В настоящее время часто адаптируются испытанные на девонских отложениях различные модификации заводнения, бурение горизонтальных и многозабойных скважин, гидроразрывы пластов и другие физико-химические методы. Однако, проектные коэффициенты вытеснения и, как следствие, нефтеизвлечения остаются низкими.

Разработанные технологии практически ориентированы на обработку призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин с целью их освоения и ввода в эксплуатацию и увеличения коэффициента продуктивности/проемистости. Они не являются площадными, как традиционные технологии заводнения или вытеснения паром, газом, внутрискважинного горения. Часто эти операции ограничены по количеству и носят характер экспериментальных работ. К их числу можно отнести электронагрев призабойной зоны скважины, применение растворителей АСПО, реагентов класса СНПХ, микробиологические технологии СНПХ-ВМС, волновые и термоволновые технологии, термоимпульсионные и гидроакустические методы воздействия и т.д.

Начатые в 1980-е годы опытно-промышленные работы по внутрискважинному горению в тех или иных вариантах (залежь 24 Ромашкинского месторождения, Нурлатское и Архангельское месторождения) не нашли развитие лишь потому, что возникающие при этом новые проблемы, например, при подготовке продукции, не стали предметом дальнейших целенаправленных исследований. Опытные-промышленные работы по закачке пара (Ново-Суксинское месторождение) закончились безуспешно из-за нерешенности технических вопросов (термоизолированные трубы, пакера и т.д.). Что касается газовых методов, то попутные углеводородные газы были всегда. Кроме того, газы можно было бы получать путем подземной газификации углей, залегающих в тех же отложениях карбона (Дияшев, 1997). В последние годы, в связи с активным развитием нефтепереработки в республике, видимо, возможны и технологии получения CO_2 путем сжигания кокса из тяжелых остатков.

Заключение

Благодаря повышению цен на нефть в мире вновь активизируются научно-исследовательские, опытно-промышленные работы и стартуют новые проекты по методам увеличения нефтеизвлечения. Судя по результатам обобщения опубликованных данных прироста КИН за счет третичных МУН тепловыми и газовыми технологиями ошеломляющие: от 43 до 87%. Это сигнал к тому, чтобы недропользователи на землях Татарстана при разработке залежей карбона с вязкими, высоковязкими и тяжелыми нефтями повернулись лицом к проблеме повышения нефтеизвлечения.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРВЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ АКВАТОРИАЛЬНЫХ ЧАСТЕЙ КУЙБЫШЕВСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА

Впервые выполнены сейсморазведочные исследования акваториальных частей Куйбышевского водохранилища. Показана возможность применения метода морской сейсморазведки для изучения акваторий рек и внутренних водоемов. Рассмотрены возможности обработки полученных сейсмических данных. Определены основные структурно-тектонические особенности акватории водохранилища и выделены нефтеперспективные объекты в ее пределах.

Ключевые слова: сейсморазведка, акваториальные зоны, временной разрез, отражающий горизонт, структура, нефтепоисковое бурение.

В условиях выработки запасов основных нефтяных месторождений в Татарстане наряду с проблемой нефтеотдачи пластов стоит задача по поиску новых нефтеперспективных объектов. Главная роль в ее реализации, а следовательно, в обеспечении прироста разведанных запасов нефти отводится сейсморазведке и связывается как с ее дальнейшим проведением на уже «опоискованных» площадях, так и с охватом данным методом исследований новых территорий. К категории последних в пределах Республики Татарстан относятся акватории Куйбышевского и Нижнекамского водохранилищ, до сих пор слабо изученных в геологическом и нефтегазоносном отношении. При их создании определенная часть земель была выведена из нефтепоискового процесса, поскольку оказалась недоступной для сухопутных геолого-геофизических исследований.

В 2006 году по инициативе ОАО «Татнефть» впервые в

Республике Татарстан были выполнены сейсморазведочные исследования на акватории Булгарского и Берсутского лицензионных блоков (соответствующих участках акватории Куйбышевского водохранилища) (Рис. 1). Выбор акваториальных зон для изучения сейсмическим методом был предопределен необходимостью решения сразу нескольких задач:

1. Выяснения возможностей применения технологии морской сейсморазведки для исследования акваторий рек и водохранилищ.

2. Картирования в их пределах структурных элементов чехлы и фундамента с последующей увязкой с результатами сухопутной сейсморазведки на смежных площадях.

3. Определения особенностей структурно-тектонической дифференцированности участков акваторий в региональном и локальном планах.

Окончание статьи Р.Н. Дияшева «О тенденциях...»

Нельзя мириться с принимаемыми в настоящее время в проектных документах величинами КИН на уровне 20–25 %.

Разработка нефтяных месторождений – процесс продолжительный и капиталоемкий. Поэтому технологические решения на стадии проектирования должны базироваться на результатах серьезных теоретических, лабораторных исследований и разномасштабных опытно-промышленных работ для каждого объекта. Это требует времени и финансовых затрат. Достижение прогресса зависит от степени осознания необходимости выполнения этого комплекса работ руководителями нефтедобывающих компаний и государственных органов республики. Быстрых решений в таком сложном вопросе без активного привлечения разнопрофильных специалистов науки и производства ожидать не приходится.

Литература

- Бакиров А.И., Бакиров И.М. О коэффициенте вытеснения. *Нефтяное хозяйство*. №3. 2006.
- Дияшев Р.Н. О концепции освоения визейских залежей углей для Волго-Камского региона. *Материалы всероссийской конференции*. Ижевск. 1997.
- Муслимов Р.Х., Мусин К.М., Мусин М.М. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана. Казань, «Новое знание». 2002.
- Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Вафин Р.В. и др. Проект реализации водогазового воздействия на Алексеевском месторождении.

Сб. научно-технических статей и патентов РФ ЗАО «Алойл». Уфа, изд. «Монография». 2007.

Bryan J., Kantzas A. Enhanced Heavy-Oil Recovery By Alkali-Surfactant Flooding. *JPT*. 2008.

Farouq Ali S.M., Figueroa J.M., Azuaje E.A., Farquharson R.G. Recovery of Lloydminster and Morichal crudes by caustic, acid and emulsion floods. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1979. p.53-59.

Gustin Moritis. Illinois basin ASP flooding planned. *OGJ*. 2008. p.39-40.

Guntis Moritis. More US EOR projects start but EOR production continues decline. *OGJ*. 2008.

Leena Koottungal. 2008 worldwide EOR Survey. *OGJ*. 2008.

Weber K.J. The prize – what's possible? *Petroleum Geoscience*. Vol.5. №2. p.135-144.

R.N. Diyashev. EOR trends in the modern world: lessons to learn for producing Carboniferous high-viscosity and heavy oils in Tatarstan.

The paper presents EOR research guidelines for more efficient development of the Carboniferous high-viscosity and heavy oil deposits in Tatarstan.

Key words: high-viscosity, heavy oil deposits, thermal and chemical methods of enhanced oil recovery.

Дияшев Расим Нагимович, советник генерального директора ООО «ТНГ-Групп».

423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ООО «ТНГ-Групп», ул. Ворошилова, 21. Тел.: (85594)71401.