

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

**«ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ
И ОБУСТРОЙСТВО НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»**

**По информационному обеспечению общесоюзных
научно-технических программ**

**ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА
В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ США**

В ы п у с к 21

МОСКВА 1988

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	1
НТП в сфере буровых работ	2
Разработка нефтяных и газовых месторождений ред- кой сеткой скважин	5
НТП в повышении нефтеотдачи продуктивных плас- тов	6
НТП в области безопасной эксплуатации месторож- дений с аномально-высоким содержанием сероводорода и углекислого газа	12
НТП в области подготовки нефти и газа	19
Эффективность НТП в нефтегазодобывающей промыш- ленности	31
Заключение	41
Литература	41

Байков Назип Мавлютович, Конопляник Андрей Александров

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ НАУЧ-
НО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮ-
ЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ США. - М.: ВНИИОЭНГ, 1988.

Ведущий редактор В.Г.Вартанов
Технические редакторы Л.А.Юсупова, Е.Ю.Лунёва
Корректор Т.М.Булычева

Подп. в печать 29.08.88. Формат 60x84 1/16.
Офсетная печать. Бумага офсетная. Усл.печ.л. 2,56.
Усл.кр.-отт. 2,79. Уч.-изд.л. 2,43. Тираж 1325 экз.
Заказ № 2570 Цена 49 коп. ВНИИОЭНГ № 1912.
113162, Москва, Хавская, 11, ВНИИОЭНГ.
Тел.ред. 236-74-28.

Типография ХОЗУ Миннефтепрома.
113035, Москва, набережная Мориса Тореза, 26/1.

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ,
УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Серия «ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ОБУСТРОЙСТВО НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

Обзорная информация

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ США

Выпуск 21

Москва 1988

ВВЕДЕНИЕ

В нефтегазовую промышленность входят отрасли, связанные с добычей нефти, нефтяного и природного газа, транспортом этих видов продукции до нефте- и газоперерабатывающих заводов; заводы по переработке нефти и газа, а также вся система распределения продукции этих заводов до потребителя.

Наиболее полно все подотрасли нефтегазовой промышленности представлены в США и Великобритании, в то время как в ФРГ, Франции, Италии и особенно в Японии доля подотраслей, связанных с добычей нефти, нефтяного и природного газа, незначительна. Например, доля продукции нефтегазодобычи в продукции топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в 1985 г. составила в ФРГ 1,8 %, Японии - 4,3 %, США - 46,4 %, Великобритании - 62,5 %.

Если научно-технический прогресс (НТП) в нефтегазовой промышленности США происходил на базе сложившейся отрасли, старых технологических решений и устаревшего оборудования, то добыча нефти и газа в Великобритании в 70-х гг. начиналась на основе последних достижений НТП в области разработки и эксплуатации морских месторождений.

Главные направления НТП в нефтегазодобывающей промышленности США в 70-е и начале 80-х гг. были связаны с разведкой и освоением нефтяных месторождений в новых отдаленных районах с аномальными природно-климатическими условиями, а также повышением эффективности работ в ста-

рых нефтедобывающих районах, включая морскую добычу в Мексиканском заливе и на Тихоокеанском шельфе.

В данном обзоре рассматриваются основные направления НТП в нефтегазовой промышленности США, представляющие интерес при планировании развития этих отраслей промышленности в СССР.

НТП В СФЕРЕ БУРОВЫХ РАБОТ

Затраты на производство работ по разведочному и эксплуатационному бурению составляют значительную долю общих капиталовложений в нефтегазодобывающую промышленность. Например, стоимость работ по разведочному бурению на море может составить до 50 %, а на суше – до 80 % от всех затрат на разведочные работы, а работ по эксплуатационному бурению – от 30 % на море до 80 % на суше от капиталовложений на обустройство месторождений. В течение 70–80-х гг. наибольший прогресс в США был достигнут в области повышения качества бурового оборудования. Это прежде всего совершенствование применяемых в бурении промывочных жидкостей и глинохозияства (вибросит, центрифуг и оборудования для приготовления промывочных жидкостей) и создание высококачественных долот на базе композиционных алмазно-твердосплавных материалов (РДС – polycrystalline diamond compact).

Хотя все эти направления способствовали повышению эффективности буровых работ, создание новых долот типа РДС оказало наибольшее влияние на улучшение технико-экономических показателей бурения /1/.

В процессе бурения с применением долот типа РДС проходка обеспечивается за счет урезания породы режущей частью долота в отличие от разрушения породы при использовании шарошечных долот. Это обеспечивает большую скорость проходки при меньшей нагрузке на долото. После промышленного внедрения долот типа РДС в конце 70-х гг. их конструкция непрерывно совершенствовалась и область применения расширялась за счет создания новых типоразмеров.

За последние 5 лет в значительной степени были устранены такие недостатки, как износы сопла, поломки режущих штырей, эрозии твердосплавного покрытия и его отслоения от корпуса. Определенные успехи были достигнуты в технологии наложения твердосплавного покрытия, в выборе составов для

упрочнения поверхности, материалов для сопел, а также в конструкции штырей и режущих алмазов.

Режущая часть долота РДС состоит из поликристаллических алмазов, удерживаемых слоем карбида вольфрама, который сцеплен со штырями из карбида вольфрама. В зависимости от твердости разбуриваемой породы профиль корпуса имеет различную конфигурацию. По твердости и абразивной стойкости режущая часть долота РДС приравнивается к алмазу в сочетании с ударной вязкостью карбида вольфрама.

Широкие испытания долот РДС по мере их совершенствования проводились в округах Фэйэтэ и Уэбб в Техасе. Геологический разрез этих полигонов представлен сланцами, мелом с пропластками известняка, песчаников и твердых хорошо цементированных песков. При бурении (глубина 1070... 3355 м) использовались долота РДС выпуска 1981-1982, 1983-1984 и 1985-1986 гг. Результаты испытаний приведены в табл. 1 /1/.

При испытаниях были получены рекордные показатели — проходка на долото 2175 м с временем пребывания на забое 230 ч.

Таблица 1

Показатели	Год		
	1981-1982	1983-1984	1985-1986
Число долот	19	34	22
Средняя проходка на долото, м	379	445,6	606,3
Средняя скорость проходки, м/ч	3,96	7,63	10,1
Время пребывания долота на забое, ч ...	98	59	60

Таким образом, применение долот РДС почти вдвое повышает глубину проходки по сравнению с долотами аналогичного типа, выпускавшимися в начале 80-х гг. Если средняя проходка на долото в США в 1970 г. составляла 176,8 м, то к 1980 г. — 320 м. Долота РДС универсальны и высокоэффективны как при роторном, так и турбинном бурении. Широкое использование долот РДС приведет к значительному снижению затрат.

На повышение эффективности буровых работ оказывает воздействие внедрение в начале 80-х гг. систем непрерывного автоматического контроля за работой надземного и забойного оборудования буровой, что открывает возможность создания высокоавтоматизированных буровых установок. Непрерывное получение достоверных данных о работе всего комплекса забойного (долота, колонны бурильных труб и т.д.) и надземного оборудования (в первую очередь состояния промывочного раствора) позволяет оптимизировать процесс бурения. Автоматическое получение данных способствует быстрому выявлению слабых узлов и их совершенствованию, что в конечном счете обусловит создание бурового оборудования нового поколения.

В настоящее время для контроля за работой забойного оборудования все шире применяют системы измерения в процессе бурения (MWD), которые дают более точные данные о состоянии забойного оборудования и более экономичны по сравнению с приборами, спускаемыми на забой на кабеле без остановки бурения. В начале 80-х гг. принцип MWD был успешно применен при проводке наклонных скважин. Для этой цели использовали небольшой забойный гидропривод, который легко управляется с поверхности и ориентирует долото в нужном направлении. Таким образом, обеспечиваются нужный наклон скважины и попадание ее забоя в круг допуска в продуктивном пласте. Проводка наклонных скважин по принципу MWD особенно эффективна на морских месторождениях, так как набор кривизны и ее контроль осуществляются без остановки бурения /2/.

Следующим нововведением в принцип MWD было непрерывное измерение вращающего момента и нагрузки на долото. Запись этих показателей на пульте сбора информации позволяет бурильщику с учетом скорости внедрения долота в породу и частоты вращения ротора вести бурение на оптимальном режиме. По мере износа долота до предела, когда резко снижается эффективность бурения, дается команда на подъем инструмента, что предотвращает поломку долота, остановку бурения и дорогостоящие ловильные работы.

Система MWD пополняется все новыми надземными и забойными датчиками для передачи на поверхность информации о свойствах проходимых горных пород и продуктивного пласта (гамма- и электрокаротаж), отклонениях свойств про-

мывочных жидкостей для предотвращения аварийных выбросов и открытого фонтанирования. Передача информации на поверхность от забойных датчиков осуществляется преимущественно по гидроканалу (используется пульсирующий поток промывочной жидкости) или электромагнитному.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕДКОЙ СЕТКОЙ СКВАЖИН

Разработка нефтяных и газовых месторождений редкой сеткой скважин, особенно в начальный период, является общепринятой при освоении месторождений, расположенных в отдаленных труднодоступных районах и глубоководных районах шельфа, где стоимость буровых работ особенно высока.

На таких месторождениях первоначально разбуриваются по редкой сетке только наиболее продуктивные части (или самое продуктивное из разведанных месторождений), и скважины вводятся в эксплуатацию с максимальным отбором нефти с целью быстрого оправдания первоначальных капиталовложений на разведку и обустройство месторождения. Когда окуплены первоначальные капиталовложения и изучены геологические особенности месторождения, осуществляют дальнейшее бурение для уплотнения сетки скважины, включая разбуривание скважинами его краевых малопродуктивных частей (или менее продуктивных месторождений-саттелитов). В этот же период обычно внедряются вторичные методы разработки месторождения, связанные с поддержанием пластового давления путем закачки воды или газа /3/.

Такую очередность проведения работ можно проследить на примере разработки месторождений Прадхо-Бей (зона вечной мерзлоты на севере Аляски, США) и Фортиз (британский сектор Северного моря).

Месторождение Прадхо-Бей* было разведано и оконтурено всего 11 скважинами за счет использования высококачественных данных сейсмической разведки. В начальный период месторождение было разбурено по редкой сетке (до 130 га/скв.)

* Суммарные извлекаемые запасы месторождения Прадхо-Бей, занимающего территорию около 400 км², оцениваются в 1,362 млрд т нефти и 736,3 млрд м³ газа.

и в 1977 г. выведено на проектную годовую мощность около 80 млн т при среднем дебите скважин 2500...3000 т/сут. Минимальное число скважин и высокая автоматизация технологических процессов позволили окупить первоначальные капитальные вложения в течение 3 лет.

По мере изучения геологического строения месторождения в начале 80-х гг. было осуществлено бурение для уплотнения сетки до 64 га/скв., а на менее продуктивных участках – до 32 га/скв. Одновременно были проведены работы по организации закачки морской воды для поддержания пластового давления. Все эти мероприятия позволили поддержать максимальный уровень добычи нефти около 80 млн т/год в течение 10 лет.

В связи с падением добычи на ряде крупных месторождений Северного моря осуществляются разбуривание и ввод в эксплуатацию небольших месторождений-сателлитов, разработка которых до этого считалась нерентабельной. Небольшая залежь Петранела была разбурена одной скважиной и по подводному трубопроводу длиной 11,2 км подключена к платформе на основном месторождении Тартан, откуда нефть перекачивается по подводному трубопроводу в товарный парк Флота на Оркнейских островах, а нефтяной газ – по подводному газопроводу в район Фергуса на севере Шотландии.

При разбуривании и обустройстве по упрощенной схеме небольших месторождений-сателлитов и подаче их продукции с целью загрузки свободных мощностей на основном месторождении капитальные вложения на разработку и эксплуатационные расходы снижаются. Ввод таких месторождений считается рентабельным даже при современных низких ценах на нефть.

НТП В ПОВЫШЕНИИ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Опытные и опытно-промышленные работы по повышению нефтеотдачи пластов ведутся в США, Канаде, ФРГ и других капиталистических странах. В 1986 г. такие работы осуществлялись по 642 проектам: в США – по 512, в Канаде – по 65 и во всех остальных странах – по 65.

В настоящее время работы по повышению нефтеотдачи проводятся по трем основным направлениям: термическое,

физико-химическое и закачка неуглеводородных и углеводородных газов. Каждое из этих направлений разделяется на более узкие технологические процессы воздействия на пласт. Термические методы включают паротепловое воздействие и внутрипластовое горение, физико-химические – мицеллярно-полимерное, полимерное заводнение и закачку водных растворов щелочи. Закачка неуглеводородных и углеводородных газов, а также CO_2 осуществляется методами смешивающегося и несмешивающегося вытеснения.

США занимают ведущее положение как по числу опытных и опытно-промышленных работ, так и по объему дополнительно добытой нефти за счет применения методов повышения нефтеотдачи. Объем дополнительно добытой нефти, миллионы тонн (числитель) и число опытно-промышленных проектов (знаменатель) в США за 1980–1986 гг. представлены в табл. 2/4, 5/.

В 1986 г. в США применение всех методов повышения нефтеотдачи обеспечило дополнительно около 31,62 млн т нефти, или около 6,6 % всего объема. Использование термических методов обеспечило 25,08 млн т (79,32 %), дополнительно полученной нефти физико-химическими методами – 0,88 млн т (2,78 %) и закачки неуглеводородных и углеводородных газов – 5,66 млн т (17,9 %).

Наиболее освоенным в промышленном масштабе методом повышения нефтеотдачи считается паротепловое воздействие на пласт, применяемое в основном при разработке тяжелых и вязких нефтей.

Смешивающееся вытеснение нефти закачкой углеводородных газов очень перспективно, однако внедрение этого метода возможно по преимуществу на месторождениях Аляски, где из-за отсутствия газопровода нефтяной газ обычно закачивается в продуктивные пласты. Опытные работы на месторождении Прадхо-Бей по повышению нефтеотдачи путем смешивающегося вытеснения (так называемой чередующейся закачки воды и газа) велись с 1982 г. и дали хорошие результаты. В настоящее время на месторождении Прадхо-Бей построен крупнейший в мире газоперерабатывающий завод для извлечения из нефтяных газов около 6 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ сжиженных газов и получения до 9,4 млн м^3 смешивающегося углеводородного газа. Сжиженные газы будут поступать в

Таблица 2

Методы воздействия	Год			
	1980	1982	1984	1986
<u>Термическое</u>				
Закачка:				
пара	<u>12,75</u>	<u>15,1</u>	<u>18,75</u>	<u>24,5</u>
	133	118	133	181
горячей воды	-	-	-	<u>0,04</u>
				3
Внутрипластовое горение	<u>0,63</u>	<u>0,53</u>	<u>0,34</u>	<u>0,54</u>
	17	21	18	17
<u>Физико-химическое</u>				
Мицеллярно-полимерное	<u>0,05</u>	<u>0,047</u>	<u>0,14</u>	<u>0,07</u>
	14	20	21	20
Полимерное	<u>0,05</u>	<u>0,15</u>	<u>0,53</u>	<u>0,80</u>
	22	55	106	178
Щелочное	<u>0,03</u>	<u>0,03</u>	<u>0,015</u>	<u>0,01</u>
	6	10	11	8
<u>Нагнетание газов</u>				
Смешивающегося углеводородного газа	-	-	<u>0,75</u>	<u>1,77</u>
	9	12	16	26
Смешивающегося CO ₂	<u>1,13</u>	<u>1,15</u>	<u>1,64</u>	<u>1,48</u>
	17	28	40	38
Несмешивающегося CO ₂	-	-	<u>0,04</u>	<u>0,07</u>
	-	-	18	28
Азота	-	-	<u>0,37</u>	<u>0,97</u>
	-	-	7	9
Дымового газа	-	-	<u>1,54</u>	<u>1,37</u>
	8	10	3	3
<u>Закачка карбонизированной воды</u>	-	-	-	<u>0</u>
	-	-	-	1

Трансаляскинский нефтепровод и перекачиваться вместе с нефтью. Внедрение смешивающегося вытеснения углеводородными газами позволит охватить около 10 % площади месторождения и повысить коэффициент нефтеотдачи еще примерно на 5 % (16...17 млн т).

Применение физико-химических методов воздействия на пласт не вышло пока за пределы опытных работ. Из всех этих методов американские специалисты возлагали наибольшие надежды на мицеллярно-полимерное заводнение. Метод эффективен для повышения нефтеотдачи заводненных пластов, однако широкому внедрению препятствуют, значительная стои

мость и сложность процесса, чувствительность к температурам пласта и содержанию в пластовых водах двухвалентных катионов кальция, магния, железа; высокая адсорбция в пористой среде и т.д. Поэтому в последнее время мицеллярно-полимерному заводнению уделяется все меньшее внимание, хотя работы на ряде опытных участков продолжаются.

Внедрение полимерного заводнения очень перспективно. Хотя этот метод уступает по эффективности мицеллярно-полимерному заводнению, но он значительно дешевле и будет находить все большее применение. По объему опытных и опытно-промышленных работ полимерное заводнение уступает только паротепловому воздействию на пласт. Основными ограничивающими факторами применения полимерного заводнения являются склонность полимеров к термической и механической деградации в пластовых условиях и резкое снижение эффективности вытеснения при превышении вязкости вытесняемой нефти 1000 Па·с.

На реальных месторождениях повышение нефтеотдачи за счет осуществления процессов внутрипластового горения оказалось труднорегулируемым и дорогостоящим. В связи с этим трудно предположить дальнейшее развитие работ в этой области, пока не будут устранены основные недостатки.

Рассмотренные методы повышения нефтеотдачи в основном будут использоваться в нефтяной промышленности США до 2000 г.

Из новых направлений определенные надежды возлагаются на микробиологические методы извлечения нефтей /6/. Если в процессе исследований будет раскрыт механизм воздействия микроорганизмов на нефтеотдачу пластов, то это направление из-за относительно низкой стоимости может найти широкое практическое применение. Пока же фундаментальные исследования в этой области проводятся в университетах, а промышленные испытания в основном связаны с закачкой микроорганизмов в одиночные скважины. Эти работы в основном ведутся средними и мелкими компаниями, в то время как крупные пока занимают выжидательную позицию и не торопятся вкладывать деньги в это направление.

Предполагается, что микроорганизмы в пластовых условиях будут образовывать поверхностно-активные вещества, полимеры, газы, включая CO_2 или метан, кислоты или органические растворители. Наиболее приемлемыми микроорганизма-

ми для этих целей, по всей вероятности, являются *clostridium*, *Bacillus* и *pseudomonas*, а для поддержания их жизнедеятельности – питательные вещества типа сахарозы или черной патоки.

Мало изучен вопрос об эффективности вытеснения и оптимальном размещении скважин при использовании этого метода. Применение метода ограничено такими факторами, как чувствительность микроорганизмов к температуре, изменениям pH среды и концентрации электролитов. Большая часть полезных бактерий погибает, если соленость пластовой воды выше по сравнению с морской. Однако активность бактерий при повышенной солености может быть увеличена при введении биокатализаторов, способствующих образованию в пластовых условиях каталитического кислорода.

Учеными научно-исследовательского центра при университете Хардиум-Симмонс произведена закачка микроорганизмов в 80 скважин, расположенных в Пенсильвании, Иллинойсе, Оклахоме и Техасе. В 80 % скважин под воздействием микроорганизмов повышалось давление, в основном за счет образования CO_2 . Появление эффекта воздействия отмечалось через определенное время (от двух недель до нескольких месяцев) после начала закачки. На некоторых скважинах воздействия не наблюдалось, для других было характерно резкое повышение обводненности без увеличения дебита по нефти. Несколько повысился дебит по нефти более половины скважин в период от нескольких недель до 9 мес.

Исследования по использованию микробиологических методов повышения нефтеотдачи находятся в начальной стадии. Возможно, значительный прогресс в генной инженерии сыграет решающую роль в их широком распространении.

В ближайшем будущем технико-экономические показатели могут быть улучшены в результате совершенствования уже разработанных методов, а также технологии их применения в различных сочетаниях. Ключевыми в этой области являются проблемы неоднородности пласта, контроля и управления такими параметрами, как: соотношение подвижностей между вытесняемыми и вытесняющими флюидами, проталкивающими агентами, их гравитационная сегрегация, а также селективного вскрытия пластов для предотвращения прорыва рабочих агентов. Особое внимание необходимо уделить детальному

изучению геологического строения пласта и его неоднородности.

Рост эффективности методов повышения нефтеотдачи может быть достигнут в сочетании с такими техническими решениями, как горизонтальный гидроразрыв, компьютеризация, использование данных геохимии и сейсмоки, мембранных разделителей для отделения CO_2 и дешевых источников азота при совместной закачке пара и химреагентов, современных компактных установок в модульном исполнении для производства пара и электроэнергии. При внедрении всех этих технологий особое внимание должно уделяться охране окружающей среды.

Например, бурение горизонтальных стволов при прохождении продуктивных пластов может резко сократить потребности в бурении вертикальных уплотняющих скважин при паротепловых обработках пластов. По данным компании Bechtel, заканчивание горизонтальных скважин длиной около 30 м в продуктивном пласте позволяет разредить сетку скважин и повысить охват паром многих участков пласта. Горизонтальное размещение забоев также способствует предотвращению конусообразования.

Большое внимание необходимо уделять улучшению качества нагнетаемого пара и предотвращению его потерь. Например, компанией Heather Technology Inc. разработана система контроля качества пара при помощи ЭВМ, позволяющая экономить до 1 % пара при поддержании его высокого качества и значительном снижении загрязнения атмосферы.

В целях контроля за продвижением фронта вытеснения в кернах некоторые компании в лабораторных условиях начали применять приборы сканирования ядерного магнитного резонанса (ЯМР), использовавшиеся до сих пор в медицинской практике, для сканирования протонов в молекулах водорода. Исследования проводятся без применения меченых атомов при наблюдении за поведением нефти и вытесняющего агента в кернах с использованием высокопроизводительных ЭВМ. Эти работы могут иметь большое значение в познании механизма взаимодействия жидкостей и газов при сменяющихся или химических методах вытеснения.

В настоящее время в условиях относительно низких и неустойчивых цен на нефть и начавшегося оттока капитала из

нефтяной промышленности многие нефтяные компании заняты перестройкой и приспособлением своей деятельности к новым условиям воспроизводства. Они стремятся уйти от дорогостоящих фундаментальных исследований и сосредоточиваются на задачах прикладного характера для решения конкретных проблем отдельных месторождений. Этому способствуют также непрерывные сокращения ассигнований федерального правительства на фундаментальные исследования в области повышения нефтеотдачи.

Внедрение наиболее разработанных и экономичных методов – паротеплового воздействия и закачки CO_2 – более привлекательно для компаний, так как с относительно малым риском может увеличить извлекаемые запасы нефти. Промышленное применение физико-химических методов воздействия с использованием ПАВ сдерживается из-за присущих им недостатков.

Все это накладывает определенные ограничения на прогнозные оценки применения методов повышения нефтеотдачи в США: к 1990 г. объемы дополнительной добычи нефти за счет этих методов могут составить 32...35 млн т, а к 1995 г. вряд ли превысят 40 млн т.

НТП В ОБЛАСТИ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕ СЕРОВОДОРОДА И УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Большой интерес представляет опыт американских нефтяных компаний по разбуриванию и разработке месторождений с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа, аномально-высокими давлением и температурой в пласте.

Компанией Shell Oil в 1970–1978 гг. была разработана технология бурения и безопасной эксплуатации трех газовых месторождений, открытых в штате Миссисипи [7].

Продуктивные пласты этих месторождений находятся на глубине более 6000 м, их нефть содержит 28...46% H_2S , 3...8% CO_2 , 33...45 м³ пластовой соленой воды на 1 млн м³ газа. Для этих пластов характерны аномально-высокие давления (123...154,6 МПа) и температуры (185...196 °С).

Научно-исследовательскому центру компании Shell Oil с привлечением металлургических и машиностроительных ком-

паний удалось создать новые технологические решения и оборудование, включая бурильные и обсадные трубы из коррозионно-стойких сплавов для безопасного бурения и эксплуатации месторождений с анамально-высоким содержанием кислых газов.

В настоящее время созданы фонтанная арматура и трубы на давление 211 МПа. Разработана система подачи ингибитора-масла для защиты от коррозии поверхности отдельных изделий, изготавливаемых из низколегированных сталей. Созданы трубы из коррозионно-стойких сплавов с более тонкими стенками, которые работают в сильно коррозионной среде без подачи ингибитора коррозии. При одинаковых внешних диаметрах труб тонкостенные трубы имеют больший внутренний диаметр по сравнению с толстостенными трубами из обычных сталей, что улучшает конструкцию скважины.

Конструкция глубоких скважин наиболее эффективно может быть запроектирована с использованием труб из высокопрочных сталей. Однако высокопрочные трубы из низколегированных сталей подвержены коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН) в средах, содержащих H_2S , CO_2 и соленую воду. В нефтепромысловой практике наибольшие осложнения связаны с сульфидным и хлоридным КРН.

При бурении трех глубоких скважин на месторождении в Миссисипи произошли аварии с обсадными колоннами 244 и 475 мм. Две аварии удалось ликвидировать за счет спуска лайнера, а скважина на месте третьей аварии была законсервирована. Анализ причин этих аварий показал, что для их предотвращения необходимо применять высокопрочные трубы с высокой ударной вязкостью и улучшить оборудование для испытания толстостенных высокопрочных труб в заводских и промысловых условиях. Кроме того, установлено, что при температурах выше 175 °С жидкометаллическое охрупчивание может вызвать растрескивание высокопрочных муфт, покрытых оловом, а также щелочное растрескивание (от цементного фильтрата) высокопрочных труб. Перенапряжения не явились причинами аварий.

С учетом этих выводов была разработана новая конструкция для разведочных и добывающих скважин, которые бурятся на глубину более 7010 м. Конструкция таких скважин показана на рис. 1. Направление и кондуктор (508 и 406 мм) соответственно спущены на глубины 100 и 2630 м. Проме-

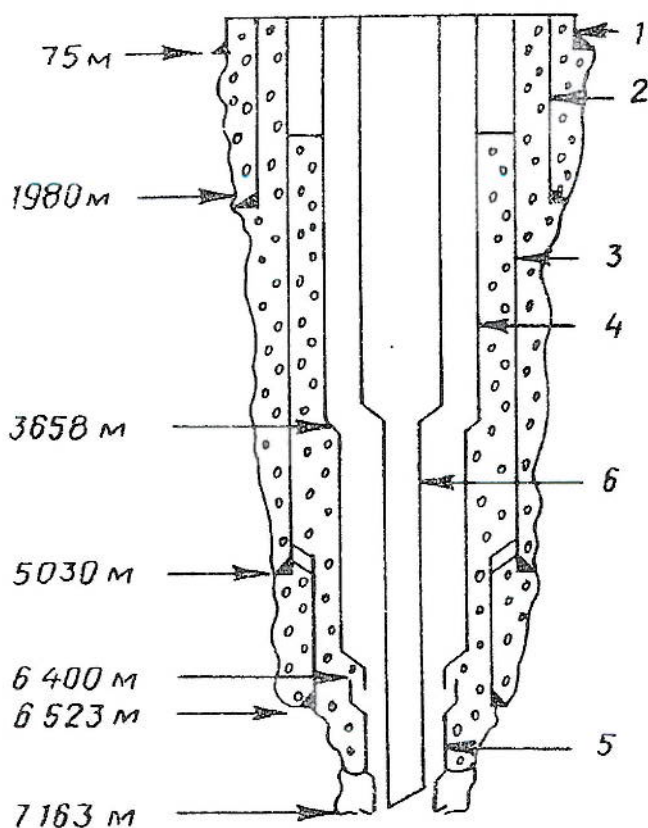


Рис. 1. Конструкция глубокой скважины:

- 1, 2, и 3 – направление, кондуктор и промежуточная (защитная) колонны;
- 4 – эксплуатационная колонна;
- 5 – лайнер;
- 6 – фонтанные трубы

жуточная 349-мм колонна для разведочных скважин и 273-мм для эксплуатационных спущены на глубину 6680 м. В качестве эксплуатационной колонны были применены трубы с минимальным пределом текучести 63...88 кг/мм² с толщиной стенки 19 мм (311 мм внешний диаметр и 273 мм – внутренний).

По мере углубления с повышением температуры применяются обсадные трубы с более высоким пределом текучести. В разведочные скважины обычно спускаются эксплуатационные колонны толщиной стенок 21,6 мм (273 мм) с пределом текучести 88 кг/мм², причем улучшенные трубы спускаются ниже 3660 м. Ниже этой глубины бурение осуществляется 222-мм долотом до глубины 6523 м и спускается защитный лайнер диаметром 194 мм. Далее углубление на 200 м ведется на глинистом растворе плотностью 1,14 г/см³ с переходом на плотность 1,56 г/см³. Переход на раствор на нефтяной основе должен быть завершен или к этому времени, или перед спуском колонны. Бурение продуктивного интервала должно вестись раствором плотностью 2,28...2,34 г/см³. Колонны цементируются на всю длину.

В процессе бурения необходимо защищать бурильные трубы всех марок от сульфидного КРН. С этой целью применяют растворы на нефтяной основе, а также составляют технологическую карту бурения для исключения притока газа в ствол скважины.

Заканчивание скважин в продуктивном интервале осуществляется открытым забоем с последующим спуском лайнера с просверленными отверстиями. Применяются лайнеры из коррозионно-стойких сплавов диаметром 114 мм (толщиной стенок 6,4 мм) с пределом текучести 112,5 кг/мм² и 19 отверстиями на 1 м (диаметр отверстий – 12,7 мм). Потенциально коррозионный участок выше продуктивного интервала перекрывается высокопрочными трубами из коррозионно-стойкого сплава с пределом текучести 112,5 кг/мм² (диаметром 143 мм и толщиной стенок 12,1 мм). Соединение эксплуатационной колонны с лайнером на глубине 6400 м осуществлено металл к металлу с герметизацией соединения эластомером.

В качестве подъемных труб до глубины 3658 м используются НКТ с толщиной стенок 11,2 мм и пределом текучести 56 кг/мм², ниже 3658 м спускаются 60-мм НКТ с толщиной стенок 4,8 мм и пределом текучести 74 кг/мм². Эти трубы соединяются между собой гофрированной муфтой-переходником для снижения осевых напряжений.

Все глубокие скважины с содержанием H_2S заканчиваются без пакера, что позволяет при освоении скважины легко осуществить замену тяжелого бурового раствора в скважине, дозировать ингибиторы коррозии для защиты от коррозии НКТ и растворители для предотвращения отложений солей или серы. Кроме того, при обработке призабойной зоны различными жидкостями можно устанавливать столб жидкости против продуктивного интервала и продавливать в пласт и в случае аварии заглушить скважину закачкой раствора в подъемные трубы или затрубное пространство.

Заканчивание скважин без пакера исключает проблемы его срыва, а также опасность порыва эксплуатационной колонны при пропуске газа в НКТ.

При бурении продуктивного пласта, содержащего H_2S , увеличивается численность обслуживающего персонала и монтируются дополнительные приборы КИПиА. Операциями по бу-

рению руководят два буровых мастера, работающих по 12 ч в смену. Кроме того, в бригаду добавляется шестой человек, в обязанности которого входит контроль за плотностью и объемом бурового раствора. Из приборов КИПиА предусматривается установка датчика потока, анализатора объема раствора, газоанализаторов, в том числе анализаторов на H_2S и других стандартных приборов. Газоанализаторы устанавливаются у колоколообразных переходников, вибросит и в других местах для непрерывного контроля за утечкой газа. При H_2S или изменении объема раствора в емкости подается звуковой аварийный сигнал.

При эксплуатации устье скважин оборудуется колонной головкой, на которой устанавливается фонтанная арматура. Каждая колонна подвешивается на катушках с боковыми задвижками, причем катушка для подвески 406-мм кондуктора рассчитывается на рабочее давление 21 МПа, защитной 273-мм колонны — на давление 35 МПа и эксплуатационной колонны — 105,5 МПа. Фонтанная арматура показана на рис. 2. НКТ подвешиваются в трубной головке на муфте с верхним и нижним уплотнениями по металлу. В фонтанной арматуре отсутствуют уплотнения из стальных колец, которые могут быть подвержены хлоридной КРН. Фонтанная арматура и первая боковая задвижка рассчитаны на рабочее давление 211 МПа (316,5 МПа — испытательное), остальные боковые задвижки — на 141 МПа. Трубная головка вместе с боковыми задвижками устанавливается ниже уровня земли. Все задвижки и отводы фонтанной арматуры на давление 140 МПа постоянно подключены к оборудованию по контролю за скважиной, к сепараторам и факельной линии даже в период ремонтных работ. Линия для глушения скважины через фонтанные трубы также всегда находится в подключенном положении.

Вся поверхностная обвязка (рис. 3) на рабочее давление 141 МПа для добычи и нагнетания растворов в скважину изготовлена без сварных соединений. Обвязка высокого давления для глушения скважины путем закачки тяжелого раствора выполнена на каждой скважине или группе скважин и всегда в рабочем состоянии на случай аварии. На каждую группу скважин (или отдельно пробуренную скважину) предусматриваются также высокопроизводительная факельная система, автоматизированное оборудование для закачки и регуляторы

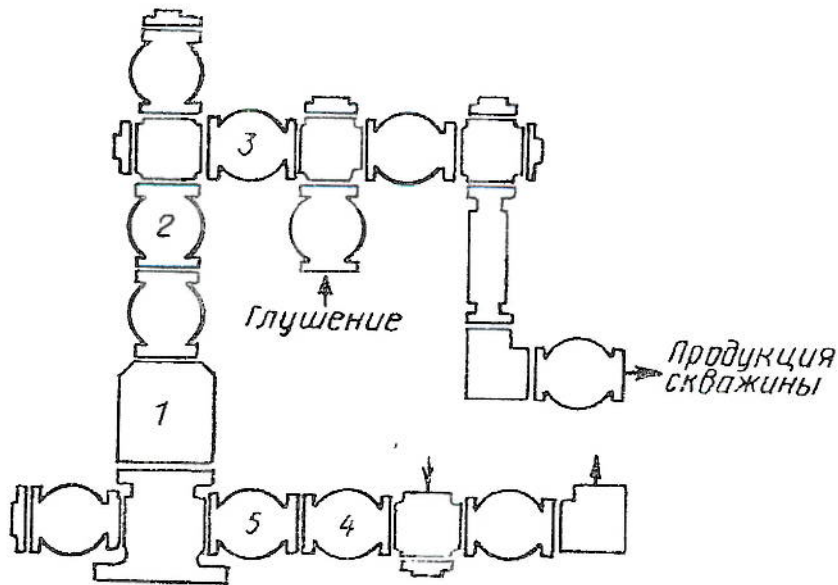


Рис. 2. Фонтанная арматура:

1 – трубная головка; 2 – центральная задвижка; 3 – первая боковая задвижка фонтанной арматуры; 4, 5 – боковые задвижки, подключенные к затрубному пространству

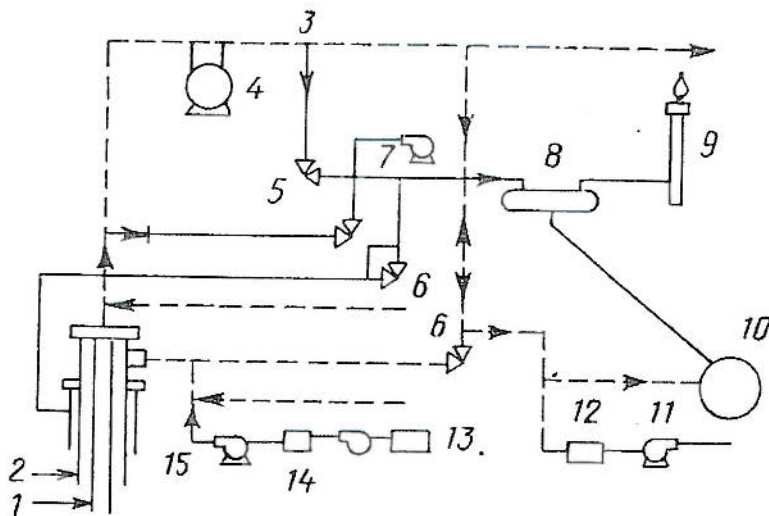


Рис. 3. Оборудование скважины высокого давления:

1 – фонтанные трубы; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – выкидная линия; 4 – подогреватель; 5 – предохранительный клапан; 6 – штуцера; 7 – насос для закачки спирта; 8 – сепаратор перед факелом; 9 – факельный стояк; 10 – ловушка; 11 – насос для глушения скважины; 12 – емкость для бурового раствора; 13 – емкость для хранения ингибитора; 14 – фильтр; 15 – насос для закачки ингибитора

потока (с местным или дистанционным управлением), обеспечивающие безопасный перевод потока в аварийных ситуациях.

Для борьбы с коррозией скважинного оборудования осуществляется непрерывное дозирование ингибиторов коррозии в скважину. Так как скважины заканчиваются без пакера, создание циркуляции ингибитора коррозии не представляет трудностей. Однако в начальный период такая практика не дала результатов. Лабораторные исследования этого явления показали, что при дозировании в глубокую скважину ингибитор испаряется в среде сухого газа и из-за отсутствия жидкой фазы в потоке стенки труб не покрываются защитной пленкой из ингибитора. Вследствие этого при высоких температурах на забое процесс коррозии труб ускоряется.

Установлено, что для получения защитной пленки в таких условиях температура точки росы закачиваемого ингибитора должна быть выше температуры на забое скважины. Поэтому для повышения эффективности действия ингибитор должен обладать нужными фазовыми характеристиками (быть маловязким, легко подвергаться осушке, растворять достаточное количество серы, не вызывать отложений в трубах и предотвращать коррозию). Ингибитор должен быть достаточно эффективным при относительно низких концентрациях в газовом потоке и подобран для условий каждой скважины. В некоторых случаях присутствие в газе конденсата может оказать сильное влияние на фазовую характеристику ингибитора в смеси с конденсатом, и перед повторной закачкой ингибитора может возникнуть необходимость отделения от него конденсата.

При разбуривании и эксплуатации месторождений с аномально-высоким содержанием H_2S и CO_2 особое внимание должно обращаться на создание безопасных условий работы в аварийных ситуациях. Система правильных действий при ликвидации аварий должна быть тщательно разработана по каждой бурящейся скважине, каждой операции при добыче, сборе и подготовке продукции скважин. Безопасность работ должна обеспечиваться современными системами контроля и управления всеми видами оборудования с возможностью дистанционного управления технологическими процессами.

Система контроля за утечками газа настраивается на рабочий режим до начала пуска скважины в эксплуатацию и перед ремонтными работами. Анализаторы утечек газа устанавливаются на всех выкидных линиях и нефтегазосбор-

ных коллекторах. На установке по очистке продукции от кислых газов анализаторы газа монтируются у каждого технологического оборудования. На площади радиусом 40 км устанавливаются анализаторы газа для быстрого определения источника загрязнения воздуха в целях определения источника загрязнения атмосферы. Показания анализаторов выводятся на центральный диспетчерский пункт. Управление и контроль за всеми процессами добычи и подготовки продукции скважин осуществляются с этого пункта с использованием ЭВМ.

Разработка трех месторождений с аномально-высоким содержанием H_2S показала возможность безопасной добычи и подготовки продукции скважин в густонаселенном районе около г. Джексон в штате Миссисипи.

НТП В ОБЛАСТИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

Присутствие в добываемой на промыслах нефти воды и солей (в некоторых случаях агрессивных газов H_2S , CO_2), а также механических примесей вызывает трудности при переработке нефти, связанные с коррозией оборудования, отложением кокса и пенообразованием. При транспорте нефти, содержащей воду, возможна коррозия трубопроводов и резервуаров, возрастает расход электроэнергии за счет увеличения объемов перекачки и повышения вязкости перекачиваемой продукции. Присутствие воды также отрицательно сказывается на эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Эта проблема существует на большинстве нефтяных месторождений мира, в том числе когда процент обводненности нефти невелик.

В нефтяных газах, помимо легких углеводородов метана и этана, могут содержаться более тяжелые $C_{3+в.}$, пары воды и другие неуглеводородные агрессивные газы — CO_2 , H_2S . Если тяжелые углеводороды $C_{3+в.}$ и пары воды по мере падения температуры в газосборных сетях и магистральных трубопроводах могут образовывать конденсатные и гидратные пробки вплоть до полной их закупорки, то агрессивные газы (особенно в присутствии воды) являются основным источником коррозии газосборных сетей, газопроводов и оборудования.

В целях предотвращения образования гидратных пробок, а также выпадения конденсата в газосборных сетях на промыс-

лах осуществляют снижение температуры точки росы воды и конденсата до минимального уровня, возможного в газосборных сетях, а проблема коррозии газосборных сетей решается удалением из потока газа агрессивных газов (H_2S , CO_2 и др.). Для снижения температуры точки росы водяных паров в газе применяют осушку газа, а для снижения температуры конденсации более тяжелых углеводородов используют холод. Отделение от нефтяных газов сероводорода и углекислого газа на промыслах осуществляется с помощью очистки газа.

За последнее время с ужесточением требований по охране воздушного бассейна от окислов серы, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами при сжигании в промышленных печах и нагревателях сернистых нефтей и газов, разработано несколько технологий для очистки дымовых газов от окислов серы и твердых частиц. Все процессы осушки и очистки нефтяных и дымовых газов являются составными элементами промышленной подготовки нефтяного газа. Пластовые и сточные воды, сбрасываемые из аппаратов установок подготовки нефти и газа, и содержащие нефть, твердые взвеси, газы и химические реагенты должны пройти соответствующую очистку перед закачкой в продуктивные и поглощающие скважины или сбрасываться в пруды-накопители и открытые водоемы. При очистке сточных вод от загрязнений очищаемая вода проходит последовательную очистку в ряде технологических аппаратов, составляющих установку подготовки воды.

Таким образом, продукция скважин, поступающая на центральный пункт сбора, последовательно проходит через набор технологических аппаратов, где осуществляется отделение от нефти газа и воды, и каждый продукт подготавливается для удовлетворения требований трубопроводных или газопроводных компаний или должен соответствовать нормам по охране окружающей среды. Требования, предъявляемые к качеству подготовки нефти на промыслах в различных частях земного шара, складывались в зависимости от местных условий сдачи нефти нефтепроводным компаниям. При заключении контрактов на прием нефти с промыслов нефтепроводные или другие транспортирующие компании обычно руководствуются техническими условиями на поставку нефти, в которых предусматриваются допустимые предельные нормы на содержание воды, солей и механических примесей. Эти нормы обычно predeterminedеляются тем, насколько трудно снизить содержание воды и солей в нефти до мини-

мальных значений, применяя даже наиболее совершенные обезвоживающие и обессоливающие установки.

В США не существует дополнительных требований на содержание солей в нефти. Наиболее экономичным считается обессоливание нефти на нефтеперерабатывающих заводах. В целом по стране нет строго установленных норм содержания воды в нефти. К нефтям, образующим стойкие эмульсии, не предъявляются требования более глубокого обезвоживания на промыслах и допускается повышенное содержание воды при сдаче нефти. Например, в штате Калифорния, нефти которого образуют стойкие эмульсии, особенно при применении паротепловых методов добычи тяжелых вязких нефтей, возможна сдача ее трубопроводным компаниям с объемным содержанием воды, механических и других примесей до 3 %, в то время как в штате Техас эта величина не должна превышать 0,5 %. В Техасе в связи с повышенными требованиями, предъявляемыми нефтепроводными компаниями, на некоторых промыслах сдают нефть с содержанием воды и механических примесей не более 0,3 %. В штате Луизиана, а также во многих нефтедобывающих штатах Мидконтинента содержание воды, механических примесей не должно превышать 1 %. Однако в штате Аляска, откуда нефть вывозится танкерами, нормы содержания воды и мехпримесей жесткие – не более 0,2 %. Такие же нормы установлены для многих морских месторождений Мексиканского залива.

К нефтям, поступающим для переработки на европейские нефтеперерабатывающие заводы, во многих случаях предъявляются требования по ограничению содержания солей и сероводорода. Содержание солей в нефти в европейских странах (в пределах 55...85 мг/л) различно. В некоторых случаях нефть обессоливают на промыслах из-за специфических потребностей рынка, проблем совместного транспорта нефти по трубопроводам, требований танкерного флота. В связи с этим на многих месторождениях Ближнего Востока и Северной Африки наряду с обезвоживанием осуществляют и обессоливание нефти.

Нормы на содержание сероводорода в нефти обычно устанавливаются компаниями, транспортирующими нефть танкерами (из-за опасности коррозии судов и возможного образования пирофорных соединений). Концентрация сероводорода обыч-