

АНАЛИЗ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС

А. Кожаш

Статья описывает основные особенности геологического строения юрско-меловой продуктивной толщи месторождения Каражанбас, расположенного на п-ове Бузачи (Западный Казахстан), и эффективность тепловых методов и их модификаций для повышения нефтеотдачи пластов, применявшихся на месторождении с 80-х гг. прошлого столетия. Применение паротеплового воздействия на пласт методом тепловых оторочек позволяет не только охватывать большую часть пласта паротепловым воздействием путем перехода в ряде скважин на закачку ненагретой воды и перевода закачки пара в другие скважины, но и интенсифицировать в процессе закачки холодной воды передвижение по пласту тепловой оторочки. В результате паронефтяной фактор при применении тепловых оторочек и увеличении скорости закачки пара может быть в несколько раз меньше, чем при непрерывной медленной закачке пара. Применение паротеплового воздействия позволяет повысить нефтеотдачу на 35–45% от начальных балансовых запасов нефти. Опробование и внедрение новой техники и технологии, а также изучение мирового опыта по разработке высоковязкой нефти в настоящее время актуальны для разработки месторождения Каражанбас.

Ключевые слова: скважина, добыча нефти, высоковязкая нефть, тепловые методы, внутрипластовое горение, паротепловая обработка, термогравитационное дренирование, прирост нефти.

Введение

Проблема увеличения нефтеотдачи пластов является сложной задачей и решение её на должном научно-техническом уровне требует привлечения значительных сил и средств. В последние годы этой проблеме уделяется самое серьезное внимание. На основании анализа и обобщения информации по изучению всех применяемых в настоящее время методов повышения нефтеотдачи пластов в качестве наиболее перспективных выделены 4 группы методов.

1. Тепловые (вытеснение нефти паром, горячей водой, внутрипластовое горение).

2. Физико-химические (заводнение с оторочками растворов поверхностно-активных веществ, полимеров, щелочных и мицеллярных растворов, серной кислоты,

микроэмульсий, пенных систем и др.).

3. Нагнетание газов (углеводородных и двуокиси углерода как в чистом виде, так и в сочетании с заводнением; дымовых и инертных).

4. Микробиологические процессы.

Проблема повышения нефтеотдачи пластов, содержащих нефть повышенной вязкости, особенно актуальна. Разработка нефтяных месторождений такого типа традиционными методами осуществляется неэффективно как с технологической, так и с экономической точки зрения. Перспективы увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих нефть повышенной вязкости, связывают с применением тепловых методов разработки. Проблема разработки месторождений тяжелых высоковязких нефтей заключается в том, что естественные температурные условия в пласте практически не обеспечивают необходимую подвиж-

ность нефти при её фильтрации к забоям добывающих скважин. Аномальные пластовые нефти м. Каражанбас исключают возможность разработки данного месторождения традиционными способами и требуют опробования и применения новых, перспективных методов.

Геологическое строение месторождения Каражанбас

Месторождение Каражанбас приурочено к Бузачинскому поднятию, расположенному в северо-западной части Северо-Устюртской системы поднятий и прогибов.

Структура представляет собой крупную брахиантиклинальную складку с углом падения пластов от 1°30' до 4°, вытянутую в субширотном направлении. Размеры Каражанбасской структуры по кровле пласта А, изогипсе -400 м составляют 30 x 6 км, амплитуда порядка 100 м. Северное крыло структуры осложнено крупноамплитудным сбросом. Серией малоамплитудных тектонических нарушений, «оперяющих» основные сбросы, Каражанбасская структура разбита на 7 блоков. В каждом из блоков залежи одноименные пласты характеризуются своим положением водонефтяных контактов. Границы блоков, определенные в процессе разведочного бурения, уточняются по мере накопления материалов эксплуатационного бурения.

На месторождении установлена промышленная нефтегазоносность нижнемеловых и среднеюрских отложений в неокоме; выделяются 5 нефтеносных пластов (А, Б, В, Г, Д) и 2 горизонта в юре (Ю-I и Ю-II).

Залежи по типу относятся к пластовым сводовым, тектонически нарушенным. Основные запасы приурочены к горизонтам Г, Ю-I, А.

Наибольшей эффективной нефтенасыщенной толщиной, достигающей 20 м, характеризуются пласты Г, Ю-I, Ю-II.

Пласты Б, В, Д и частично А имеют сложное строение, преимущественно обладают небольшими эффективными толщинами: в пласте А эффективная толщина достигает 5–8 м, в Б и В до 2–5 м, в Д – 2–4 м. Для этих же пластов характерны частые литологические замещения, в результате чего площадь распространения пластов подразделяется на зоны, отличающиеся

по своим промышленным характеристикам. Нефти залежей тяжелые (плотность 938,5–944,6 кг/м³), высокосмолистые (до 24%), сернистые (до 2%). Выход светлых фракций, выкипающих до 300–350°C, составляет около 27%. Отличительными особенностями нефти являются низкая (до -20–25°C) температура застывания и высокая вязкость. Вязкость пластовой нефти колеблется от 160 до 660 мПа*с.

В пластовых условиях нефть недонасыщена газом, давление насыщения меньше пластового на 1,0–1,5 МПа. Пластовое давление всех нефтеносных горизонтов выше гидростатического на 0,6–0,8 МПа. Пластовая вода хлоркальциевого типа.

Месторождение Каражанбас является самым крупным в стране неглубоко залегающим месторождением высоковязкой нефти, разработку которого было намечено осуществлять с применением тепловых методов воздействия. С этой целью в 1978 г. решением Министерства нефтяной промышленности СССР на месторождении были созданы и введены в эксплуатацию 2 крупномасштабных опытно-промышленных участка: влажного внутрипластового горения (далее – ВВГ) и паротеплового воздействия (далее – ПТВ), а в 1984 г. Центральной Комиссией по разработке МНП была утверждена технологическая схема разработки м. Каражанбас с применением тепловых методов.

На месторождении нефтеносные пласты группировались в 3 эксплуатационных объекта: пласты А, Б, В – I объект; Г, Д – II объект; Ю-I, Ю-II – III объект. При этом планировалось, что добывающие скважины эксплуатируют совместно все нефтяные объекты, а регулирование процесса проводится раздельной закачкой рабочего агента в каждый пласт в отдельности.

Начальные пластовые давления по горизонтам в пределах месторождения изменяются следующим образом:

Пластовые температуры продуктивных горизонтов находятся в пределах 26–32°C в зависимости от глубины.

Изучение тепловых свойств продуктивных отложений Каражанбасского месторождения проводилось в основном на слабосцементированных и рыхлых породах методом регулярного режима первого

Таблица 1. Начальные пластовые давления по горизонтам

Пласт	Давление, МПа
А	2,96–5,21
Б	4,45–4,70
В	2,10–5,20
Г	3,80–5,10
Д	4,50–5,65
Ю-I	4,59–5,60
Ю-II	3,6

ряда. В качестве окружающих пород были исследованы глина и крепкие разности. Всего исследовано 22 образца сухих и насыщенных пород при температуре до 363 К. Полученные значения теплопроводности, теплоемкости и температуропроводности показали, что тепловые свойства горных пород месторождения варьируются в довольно широких пределах в зависимости от плотности, пористости, гранулометрического состава и насыщенности их флюидами. Теплопроводность сухих по-

род изменяется в пределах 0,23–0,74 Вт/(мК), водонефтенасыщенных от 0,80 до 2,0 Вт/(мК).

Удельная теплоемкость пород изменяется менее значительно – от 1173 до 1592 Дж/(кгК).

Теплофизические свойства нефти определены в интервале температур 293–473 К.

Небольшая глубина залегания продуктивных пород и слабая интенсивность вторичных преобразований предопределили

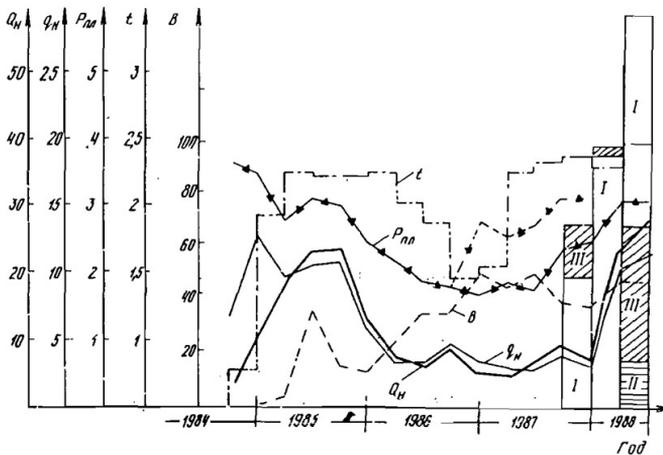


Рисунок 1. Показатели работы скважин на естественном режиме ГЗУ-6 промысла ПТВ

Обозначения:

$Q_{зак}$ – закачка пара (I), воды (II), ПАА (III), тыс. т;

Q_n – добыча нефти, тыс. т за 1 кв.;

q_n – дебит нефти, т/сут;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

t – отработанное время, тыс. скв.-сут;

B – обводненность, %.

высокие коллекторские свойства продуктивных коллекторов. Пористость их изменяется от 20 до 38–40%, а проницаемость от 1,02 до 6,0 мкм².

Увеличение же добычи нефти во II–III кв. 1987 г. связано с переводом половины действующего фонда добывающих скважин на механизированный способ эксплуатации. Но и эта мера интенсификации добычи нефти без внедрения термического воздействия на этом участке дала незначительную и кратковременную эффективность, и только закачка реагента дала значительный прирост в добыче нефти уже в следующем квартале, реагирование началось через 2–3 мес после закачки. Кроме анализа работы скважин на естественном режиме по отдельным участкам, был проведен анализ работы новых скважин, вводимых из бурения в 1989 г. Из анализа, систематизации и обработки этого материала были получены некоторые осредненные зависимости падения добычи нефти как для одной отдельно взятой осредненной скважины (в зависимости от времени работы на естественном режиме, который составляет не более 12–13 мес), так и в целом для всех новых скважин, предполагая, что в течение года они вводились в равном количестве ежемесячно.

Согласно предоставленным данным, дебит новой скважины к концу года её работы (12–13 мес) снижается на 80–82% от первоначального, т.е. если в первые 1–2 мес её работы он составил 10–15 т/сут, то через 12–13 мес дебит не будет превышать 2,0–2,5 т/сут.

Технология паротеплового воздействия

Механизм извлечения нефти при нагнетании в пласт теплоносителя основывается на изменении свойств нефти и воды, содержащихся в пласте, в результате повышения температуры. При этом интенсивно снижается вязкость нефти, происходит её термическое расширение, испарение легких фракций и другие процессы. Всё это в совокупности способствует увеличению коэффициентов вытеснения и охвата пластов воздействием как по толщине, так и по площади залежи. Данный процесс заключается в том, что в продуктивном пласте пу-

тем распределения нагнетания теплоносителя создается линейный тепловой фронт, который, перемещаясь по направлению к рядам добывающих скважин, обеспечивает вытеснение нефти. Для многорядных систем размещения скважин предусматривается перенос нагнетания теплоносителя в добывающие ряды после прорыва пара. По завершении создания тепловой оторочки требуемых размеров проводится закачка ненагретой воды в нагнетательный ряд. Последняя, проталкивая тепловую оторочку вглубь пласта, обеспечивает дальнейшее вытеснение нефти к забоям добывающих скважин. Наличие разнопроницаемых прослоев в продуктивных коллекторах обуславливает различные размеры оторочек и различный темп нагнетания теплоносителя, обеспечивающие максимальный охват пласта тепловым воздействием. Кроме того, предусматривается проведение селективной изоляции высокопроницаемых прослоев в добывающих скважинах после прорыва по ним теплового фронта. В отдельных случаях для увеличения охвата пласта процессом воздействия могут осуществляться временные переводы добывающих скважин в нагнетательные.

Параметры теплоносителя на устье нагнетательной скважины: температура 250–300°С, давление – 4–7 МПа, темп нагнетания 6,6–7,4 т/т и объем нагнетания – 0,6–1,0 порового объема пласта, которые определяются конкретными геологическими условиями объема разработки.

Обустройство промысла ПТВ позволило начать эксплуатацию залежи с мая 1982 г. В первый период, с мая по ноябрь 1982 г., добывающие скважины эксплуатировались на естественном режиме, что привело в конце периода к снижению добычи по этому участку почти вдвое. Дебиты скважин упали с 7,0–7,5 до 3,8 т/сут, обводненность продукции составила 0,2–3,5%.

С пуском в эксплуатацию в ноябре 1982 г. парогенераторов и началом процесса паротеплового воздействия гидродинамические характеристики разрабатываемого участка улучшились: дебиты возросли, пластовое давление стабилизировалось.

Основные черты динамики процесса ПТВ наиболее полно можно проследить по

работе скважин первоочередного участка, который был пущен в эксплуатацию в мае-июне 1982 г., и где впервые на промысле ПТВ был начат процесс.

В начальный период закачка теплоносителя привела к увеличению дебита жидкости и росту обводненности продукции. Отборы нефти изменились незначительно. Реакция скважин проявилась спустя 4 месяца после начала воздействия. Дебиты скважин по нефти существенно возросли при одновременном росте дебитов жидкости. Процесс ПТВ привел не только к увеличению дебитов скважин, которые могли возрасти за счет роста пластового давления, но и к увеличению продуктивности скважин как по жидкости, так и по нефти (рис. 2). Увеличение коэффициентов продуктивности скважин могло произойти за счет снижения

вязкости нефти при повышении пластовой температуры (повышение начальной пластовой температуры на 2–3°C уже ведет к снижению вязкости пластовой нефти на 30–50 МПа*с).

Высокий уровень отборов нефти на данном участке с высокой плотностью сетки скважин (100 x 100 м) держался в течение 4–5 мес, затем началось снижение отборов нефти при некоторой стабилизации дебита жидкости, т.е. увеличивалась обводненность продукции, которая через 11 мес после начала процесса достигла 70–75%.

Таким образом, особенностями процесса ПТВ для залежей м. Каражанбас являются быстрый прорыв конденсата пара в добывающие скважины при высокой плотности сетки (1 га/скв.) сква-

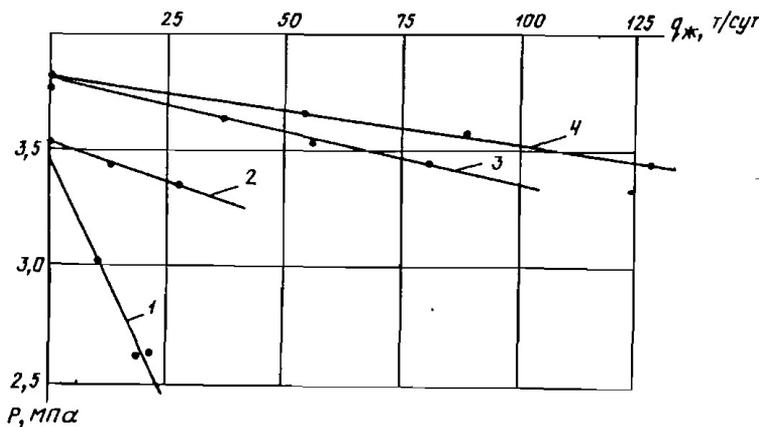


Рисунок 2. Индикаторные диаграммы по скв. 622 ПТВ

Значения Kпр:

Kпр – 26 т/(сут*МПа), 1982 г., безводная нефть;

Kпр – 150 т/(сут*МПа), 1982 г., 15% – воды;

Kпр – 217 т/(сут*МПа), 1983 г., 72% – воды;

Kпр – 375 т/(сут*МПа), 1983 г., 83% – воды работающей толщины пласта. Об увеличении работающей толщины пласта свидетельствуют материалы промысловых исследований методом потокометрии, которые показали рост коэффициентов охвата в целом по участку ПТВ (1985 г. – 0,36; 1986 г. – 0,33; 1987 г. – 0,38; 1988 г. – 0,4; 1989 г. – 0,34; 1990 г. – 0,51).

жин и высокий темп роста обводненности продукции добывающих скважин. За 8–10 мес непрерывной закачки теплоносителя обводненность реагирующих скважин возросла до 60% и более при начальном значении 1,0–3,5%.

Для более разреженной сетки скважин (150 x 150 и 200 x 200 м) темп роста обводненности продукции немного ниже.

Так, по скважинам блока 14п, где закачка теплоносителя начата в октябре 1987 г. и велась непрерывно в течение 39 мес (этот блок выбран как базовый для сравнения с другими модификациями паротеплового воздействия), обводненность продукции добывающих скважин возросла с 34–35 до 64–65% за время воздействия, т.е. увеличилась на 30%. Высокая обводненность

продукции скважин данного блока перед началом воздействия объясняется значительными дебитами приконтурных скважин с обводненностью до 65–80%.

Следующей особенностью является запаздывание реагирования добывающих скважин на закачку рабочего агента. Если для плотной сетки оно составляет 2–4 мес, то для более редкой – 4–5 мес.

Немаловажным фактором является неравномерное продвижение теплоносителя по площади. Как правило, только часть скважин активно реагирует на процесс закачки теплоносителя. Невысок пока и коэффициент охвата пласта по толщине закачиваемым теплоносителем и в ряде скважин не превышает 0,25–0,4, причем в большинстве случаев из-за засыпки забоя скважин песком.

На м. Каражанбас на участке ПТВ были опробованы и испытаны различные модификации данной технологии, а именно:

1. технология двухэтапного формирования тепловой оторочки (далее – ДТО) – чередование закачки пара и ненагретой воды);
2. технология полимерно-теплового воздействия на пласт;
3. технология комбинированного воздействия на пласт (пар – воздух);
4. паротепловые обработки скважин (далее – ПТОС);
5. технология гидродинамического воздействия на пласт.

Технология двухэтапного формирования тепловой оторочки

Технология предназначена для разработки крупных по запасам залежей высоковязкой нефти с целью снижения энергетических затрат при одновременном повышении (сохранении) технологической и технико-экономической эффективности процесса воздействия на пласты базовым паротепловым методом.

Технология ДТО выдержала предварительные испытания в сентябре 1987 г. и приемочные – в декабре 1987 г. Внедрение технологии начато в марте 1987 г. на блоках 6п и 7п промысла ПТВ. Предварительное же опробование проводилось еще в 1985 г., когда из-за нехватки мощностей по выработке теплоносителя

невозможно было обеспечить достаточный уровень его закачки для компенсации отборов жидкости, в результате чего происходило значительное снижение пластового давления и, как следствие, падение добычи нефти. Поэтому в мае 1985 г. оперативной группой была предложена технология чередующейся (четочной) закачки пара и холодной воды с циклом в 1 мес со средним темпом нагнетания 60–70 т/сут пара и 60–70 м³/сут воды на 1 нагнетательную скважину. Испытание данной технологии было рекомендовано на участке площадью воздействия, а также в рядах скв. 580–577, 545–542. Технология выдерживалась без каких-либо значительных изменений в течение анализируемого периода с июля 1985 г. по январь 1987 г. Анализ промышленного материала показал значительную эффективность технологии ДТО. Пластовое давление на этом участке в начале стабилизировалось на уровне 2,8 МПа, а затем росло и достигло 3,25 МПа. Увеличилась и добыча нефти. Средние дебиты нефти скважин возросли с 1,5–3,0 до 4,5–6,0 т/сут. Превышение закачиваемых объемов холодной воды над объемами пара не должно составлять 20%.

Несколько подробнее остановимся на анализе материалов испытания и внедрения данной технологии по блоку 6п. За период разработки блока на естественном режиме с июля 1984 г. было добыто 48,062 тыс. т нефти. До начала воздействия (июнь 1985 г.) скважины работали на естественном режиме. Несмотря на то, что в период с июля 1984 г. по февраль 1985 г. происходит наращивание общей добычи нефти, среднесуточные дебиты скважин этого блока падали с 22 т/сут (сентябрь 1984 г.) до 11,5–12,0 т/сут (декабрь 1984 г. – январь 1985 г.). Увеличение добычи нефти объясняется вводом новых скважин в эксплуатацию на этом участке.

С мая по август 1985 г. наметились некоторая стабилизация в добыче нефти. Это объясняется, во-первых, форсированием отборов из добывающих скважин, во-вторых, началом введения процесса закачки теплоносителя. В этот период увеличились среднесуточные дебиты скважин при незначительной обводненности.

Несмотря на продолжающуюся непре-

рывную закачку теплоносителя в объемах 5–7 тыс. т в месяц, с сентября 1985 г. добыча нефти по блоку стала снижаться и за полтора года упала с 7,5 тыс. т (август 1985 г.) до 1,4–1,2 тыс. т (февраль – март 1987 г.) при неизменных, в принципе, объемах закачки теплоносителя (5–7 тыс. т/мес). Дебиты нефти скважин снижались, но меньшими темпами, чем при естественном режиме, и к началу испытания технологии ДТО составили 4,6–3,4 т/сут.

Несмотря на непрерывную закачку теплоносителя в начальный период, пластовое давление по блоку продолжало снижаться, только к апрелю 1986 г. стабилизировалось и оставалось до начала испытания технологии ДТО на уровне 1,8–1,9 МПа, что ниже начального пластового давления вдвое. За период непрерывной закачки теплоносителя среднее значение паронефтяного фактора составило 1,1–1,2 т/т, что значительно ниже проектного и ниже, чем на базовом участке (блок 14п). Этим, по-видимому, и объясняется снижение добычи нефти (дебитов) по блоку к течению всего периода закачки теплоносителя.

Технология полимерно-теплового воздействия на пласт

Технология предназначена для применения на залежах высоковязкой нефти, содержащейся в терригенном неоднородном коллекторе. Технология обеспечивает выравнивание фильтрационных сопротивлений разнопроницаемых слоев, что положительно влияет на охват по толщине пласта воздействием, увеличивает период безводной добычи нефти, снижает темп обводнения продукции добывающих скважин и, в конечном итоге, повышает нефтеизвлечение пластов в сравнении с технологией непрерывной закачки теплоносителя до 5% без снижения интенсификации добычи нефти.

При данной технологии на начальной стадии разработки закачивают в пласт раствор полимера концентрации 0,2% в объеме, равном 3,5% объема пор разрабатываемого элемента залежи, затем пресную воду в течение 15–20 сут, образующую водную оторочку, с последующим переходом на нагнетание теплоносителя. Суммарный

объем вводимого в пласт тепла при этом уменьшается на 8–10% по сравнению с технологией ПТВ.

Испытание технологии начато в октябре 1987 г. на блоке 12п закачкой раствора полимера марки РДА–10–20 с массовым содержанием в пресной воде 0,2%. Проектный суммарный объем нагнетания для скважин горизонта Г был достигнут в конце мая 1988 г., после чего была создана буферная зона нагнетанием в течение 10 сут ненагретой воды. Всего было закачено 6200 м³ ненагретой воды. С июня 1988 г. начато нагнетание теплоносителя. В период испытания в пласт нагнетали теплоноситель со средней температурой на устье скважины 220–230°С и степенью сухости 0,2–0,4, определенной при обработке термограмм. Процесс нагнетания полимера в скважину проходил без существенных осложнений со средним темпом 100–130 м³/сут и давлением 2,8–3,0 МПа. Реагирование добывающих скважин на нагнетание раствора полимера началось через 2–3 мес с начала процесса активного воздействия.

Средние дебиты нефти скважин опытного участка в течение 3–4 мес возросли с 1,7–1,6 до 4,5–5,0 т/сут при некотором росте обводненности.

В результате закачки раствора полимера повысилась пластовое давление. Если перед началом нагнетания оно было равно 2,3 МПа, то уже в марте – апреле 1988 г., т.е. через 6–7 мес, оно достигло 3,4 МПа.

Анализ промыслового материала по испытанию и внедрению технологии полимерно-теплового воздействия на опытном участке показал высокую технологическую и экономическую эффективность данной технологии. Дополнительная добыча нефти составила более 71,4 тыс. т.

Технология комбинированного воздействия на пласт (нагнетание теплоносителя и окислителя)

Технология предназначена для увеличения добычи высоковязкой нефти в слоисто-неоднородных коллекторах терригенного типа.

Целью её является повышение технико-экономических показателей термической добычи высоковязкой нефти путем

внутрипластового перехода горячей воды в пар за счет подачи в предварительно разогретый теплоносителем пласт кислорода воздуха и повышение конечной нефтеотдачи. Цель достигается путем создания первичной тепловой оторочки с помощью горячей воды (70–200°C) или теплоносителя высоких термодинамических параметров, циклично ненагретой воды с последующим нагнетанием водовоздушной смеси.

На начальном этапе технологии создается первичная тепловая оторочка при темпе нагнетания рабочих агентов 6–7 т/сут на 1 м нефтенасыщенной толщины пласта. Продолжительность этого этапа не должна превышать 30–40% продолжительности проектного этапа создания тепловой оторочки.

При завершении начального этапа переходят ко второму этапу процесса – наращиванию тепловой оторочки путем нагнетания в пласт воздуха и нагретой воды. Темп нагнетания воздуха – 1,0–1,2 тыс. м³/сут на 1 м нефтенасыщенной толщины пласта. Продолжительность этого этапа равна 50–70 сут, водовоздушное отношение должно составлять 0,006–0,015 м³/м³. После цикла нагнетания водовоздушной смеси в течение 25–35 сут в пласт нагнетается теплоноситель высоких термодинамических параметров. Циклы нагнетания водовоздушной смеси и теплоносителя высоких параметров повторяются многократно до завершения создания тепловой оторочки проектных размеров, после чего проводится перемещение её по пласту ненагретой воды до завершения разработки участка.

Испытания технологии проводили на опытном участке промысла ПТВ, включающем в себя нагнетательные скв. 593 и 623 (пласт Б), скв. 605 и 618 (пласт Г) и 17 добывающих скважин.

Скважины опытного участка пласта Б эксплуатируются с 1988–1989 г. Нагнетание теплоносителя начато в 1988 г., средний темп нагнетания составил 90 т/сут. Создание первичной тепловой оторочки продолжалось с 1988 г. до мая 1990 г. В период нагнетания пара средний дебит нефти скважины составил в 1988 г. 3,2 т/сут, в 1989 г. – 1,9 т/сут при обводненности 40–80%. В мае 1990 г. осуществлен переход на нагнетание воздуха с теплоно-

сителем. По данным станции контроля за температурой установлено, что температура на забое скв. 593 в период нагнетания пара составляла около 200°C. После проведения цикла нагнетания воздуха на забое зафиксирована температура около 280°C, что свидетельствует о наличии в призабойной зоне окислительных реакций. Анализы газов горения показали низкотемпературный характер окислительных реакций в пласте. Содержание углекислого газа не превышало 8–10%, содержание кислорода – до 10%. Отмечены прорывы воздуха к забоям добывающих скважин. За период проведения предварительных испытаний происходило постепенное падение добычи и средних дебитов скважин с 3 т/сут в 1988 г. до 1,1 т/сут в 1991 г.

Скважины опытного участка пласта Г эксплуатируются с 1983 г. Участок находится на средней стадии разработки. В течение периода 1983–1987 гг. (в связи с нехваткой мощностей по выработке теплоносителя) в скв. 605 и 618 осуществлялось нагнетание теплоносителя циклично с ненагретой водой. За анализируемый период испытания комбинированной технологии (1988–1991 гг.) добыча нефти упала с 21,5 тыс. т в 1988 г. до 5,5 тыс. т в 1990 г., дебиты скважин снизились с 6,8 до 1,9 т/сут при росте обводненности с 67,5 до 82%. Переход на нагнетание водовоздушной смеси не привел к существенному росту добычи нефти. В добывающих скважинах отмечены прорывы газов с содержанием кислорода до 10% и низким содержанием углекислого газа (до 6–10%). В период нагнетания водовоздушной смеси водовоздушное отношение составило 0,0135 м³/м³.

При переходе от нагнетания пара к нагнетанию воздуха на этапе охлаждения нагнетательных скважин происходит сильное пескопроявление, что приводит к частым ремонтам скважин по промывке песчаных пробок.

Предварительные испытания технологического процесса «Комбинированное (теплоносителем и окислителем) воздействие на пласт» в конкретных геолого-физических условиях не подтвердили его предполагаемый эффект. Технология не была рекомендована к внедрению. В случае проведения испытаний технологии комбинированного воздействия на других месторождениях от-

расли необходимо учитывать неэффективность её применения в условиях сильной расчлененности и значительной неоднородности пластов по проницаемости, что является причиной быстрых прорывов конденсата к забоям добывающих скважин и предпосылкой к прорывам воздуха по промытым пропласткам.

Технология ПТОС

Сущность ПТОС заключается в следующем: пар, имеющий температуру насыщения и влажность около 70% (зависит, главным образом, от глубины пласта), поступает в течение 10–60 сут в пласт. Затем закачка прекращается, скважина в течение некоторого периода «пропитки» простаивает для перераспределения флюидов в призабойной зоне и снижения температуры до уровня приемлемого для работы глубинного насоса, после чего скважина переводится в режим добычи.

На м. Каражанбас ПТОС проводили на скважинах промысла ПТЕ, по стягивающим скважинам паронагнетательных рядов с целью форсирования отборов из этих скважин для выравнивания линии нагнетания вдоль паронагнетательного ряда. Для проведения ПТОС на стягивающих скважинах использовался стационарный, подведенный к этим скважинам паропровод. По скважинам же добывающих рядов использовали мобильный паропровод, который подключали к ближайшему действующему паропроводу.

В зависимости от геолого-промысловых характеристик скважин объемы закачки теплоносителя изменялись от 500–700 до 1500 т и более со следующими параметрами: сухость – 0,2–0,3, температура – 200–230°C на устье скважины.

К настоящему времени на месторождении проведено более 30 скважино-обработок. Анализ промыслового материала показал высокую технологическую эффективность ПТОС. Период эффективной работы скважин составил от 60–70 до 150–200 сут, а дополнительная добыча в некоторых скважинах достигала 2 тыс. т.

Испытание технологии парогазотепловой обработки скважин (далее – ПГТОС) было проведено на ряде скважин как про-

мысла ВВГ, так и промысла ПТВ. Закачка парагаза проводилась с использованием установок УМПГ-10/16 «Дракон». Как показали испытания, проведенные ПГТОС, положительных результатов пока не дали, т.е. при существующей технике и применяемом оборудовании данная технология неприемлема, экономически и технологически неэффективна. Надежность и работоспособность установки УМПГ-10/16 «Дракон» для условий м. Каражанбас низкие.

Выводы

На основе исторического анализа проведенных на месторождении Каражанбас паротепловых воздействий можно сделать следующие выводы:

1. Изучение тепловых свойств продуктивных отложений Каражанбасского месторождения проводилось в основном на слабосцементированных и рыхлых породах методом регулярного режима первого ряда.

2. В начальный период закачка теплоносителя привела к резкому увеличению дебита жидкости, обводненность продукции начала расти. Отборы нефти изменились незначительно. Реакция скважин проявилась спустя 4 мес после начала воздействия. Дебиты скважин по нефти существенно возросли при одновременном росте дебитов жидкости.

3. Особенности процесса ПТВ для залежей месторождения Каражанбас являются быстрый прорыв конденсата пара в добывающие скважины при высокой плотности сетки (1 га/скв.) скважин и высоком темпе роста обводненности продукции добывающих скважин. За 8–10 мес непрерывной закачки теплоносителя обводненность реагирующих скважин возросла до 60% и более при начальном значении 1,0–3,5%.

На м. Каражанбас проводилась и технология двухэтапного формирования тепловой оторочки. Данная технология также влияет на пластовое давление довольно медленно: по данным отчетов, давление стабилизировалось через 1 год. после закачки при паронефтяном факторе 1,1–1,2 т/т.

Испытание технологии начато в октябре 1987 г. на блоке 12п закачкой раствора

полимера марки РДА–10–20 с массовым содержанием в пресной воде 0,2%. Проектный суммарный объем нагнетания для скважин горизонта Г был достигнут в конце мая 1988 г., после чего была создана буферная зона нагнетанием в течение 10 сут ненагретой воды. Всего было закачано 6200 м³ не нагретой воды. Промысловые анализы показали высокую результативность данной технологии.

Из-за высокого пескопроявления техно-

логия комбинированного воздействия была рекомендована как малоэффективная.

Представлены краткая геологическая характеристика месторождения, физико-химические свойства флюида, анализ работы скважин на естественном режиме. Дан анализ применяемых и испытываемых технологий внутрислоевого горения и паротеплового воздействия с различными их модификациями.

Список использованной литературы

1. Найбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М., Недра, 1988, 79 с. // Najbakov N.K., Garushev A.R. Teplovye metody razrabotki neftyanyh mestorozhdenii [Thermal methods for the development of oil fields]. – Moscow, Nedra, 1988, 79 p.
2. Бурже Ж., Сурио П., Камбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М., Недра, 1988, 116 с. // Burzhe Zh., Surio P., Kambarnu M. Termicheskie metody povysheniya nefteotdachi plastov [Thermal methods for the enhanced reservoir recovery]. – Moscow, Nedra, 1988, 116 p.
3. Салимгереев М.Ж., Червяков Н.Н., Симонов В.Л., Тулешов К.Т. Внедрение технологии влажного внутрислоевого горения на месторождении Каражанбас. – Экспрессинформ, ВНИОЭНГ. Сер. «Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи», М., 1991, № 10, с. 23–30. // Salimgereev M.Zh., Chervyakov N.N., Simonov V.L., Tuleshov K.T. Vnedrenie tekhnologii vlazhnogo vnutriplastovogo goreniya na mestorozhdenii Karazhanbas [Implementation of wet in-situ combustion technology at the Karazhanbas field]. – Ekspresinform, VNIIOENG. Ser. «Razrabotka neftyanyh mestorozhdenii i metody povysheniya nefteotdachi» [«Development of oil fields and methods of enhanced oil recovery»], Moscow, 1991, № 10, pp. 23–30.
4. Иванов В.А., Киинов Л.К., Козловский А.Г., Червяков Н.Н. Динамика дебитов скважин на месторождении Каражанбас при разработке на естественном режиме. – ВНИОЭНГ, Сер. «Вопросы совершенствования технологии и технических средств при термических методах добычи нефти», М., 1987, с. 4–6. // Ivanov V.A., Kiinov L.K., Kozlovskii A.G., Chervyakov N.N. Dinamika debitov skvazhin na mestorozhdenii Karazhanbas pri razrabotke na estestvennom rezhime [Dynamics of well flow rates at the Karazhanbas field during natural recovery drive]. – VNIIOENG, Ser. «Voprosy sovershenstvovaniya tekhnologii i tekhnicheskikh sredstv pri termicheskikh metodah dobychi nefiti» [“Issues of improving technology and technical means for thermal methods of oil production”], Moscow, 1987, pp. 4–6.
5. Исследование физико-химии внутрислоевого горения. Отчет о научно-исследовательской работе по теме ХД–I–88. Руководитель А.А. Сагындыков. – Алма-Ата, КМНТЦ, 1990. // Issledovanie fiziko-himii vnutriplastovogo goreniya. Otchet o nauchno-issledovatel'skoi rabote po teme HD–I–88 [Study of the physico-chemistry of in-situ combustion. Report on research work on the XD-I-88 topic]. Rukovoditel' A.A. Sagyndykov. – Alma-Ata, KMNTC, 1990.

ҚАРАЖАНБАС КЕН-ОРНЫНДАҒЫ БУ-ЖЫЛУ ӘДІСІНІҢ ӘСЕРІН ТАЛДАУ

А. Қожаш

Бұл мақалада Бозашы түбегінде (Батыс Қазақстан) орналасқан Қаражанбас кен-орнындағы юра-бор өнімді қабаты геологиялық құрылымының негізгі

ерекшеліктері мен өткен ғасырдың 80-жылдарынан бастап кен-орнында қолданылып келетін қабаттардың мұнай бергіштігін арттыруға арналған термикалық әдістер мен олардың модификацияларының тиімділігі сипатталған. Жылу жолақтары әдісімен қабатқа бу-термикалық әсерді қолдану бірқатар ұңғымаларда жылытылмаған суды айдауға, буды басқа ұңғымаларға айдау арқылы бу-термикалық әсермен қабаттың көп бөлігін қамтуымен қатар, суық суды айдау кезінде жылу жолақтарының қозғалысын күшейтуге мүмкіндік береді. Нәтижесінде, жылу жолақтары әдісін қолданып, буды айдау жылдамдығын арттырған жағдайда, бу-мұнай факторының мәні, буды үздіксіз баяу айдағанға қарағанда бірнеше есе азайтуына әсер етуі мүмкін.

Бу-термикалық әсерді қолдану мұнайдың бастапқы баланстық қорларының мұнай бергіштігін 35-45 %-ға арттыруға мүмкіндік береді. Жаңа жабдықтар мен технологияларды тестілеу және енгізу, сондай-ақ тұтқырлығы жоғары мұнайды игерудің әлемдік тәжірибесін зерделеу қазіргі уақытта Қаражанбас кен орнын игеру бағытында өзекті тақырып болып табылады.

Түйін-сөздер: ұңғыма, мұнай өндіру, тұтқырлығы жоғары мұнай, термикалық әдістер, қабат-іші жану, бу-термикалық өңдеу, термогравитациялық дренаждау, мұнай өсімділігі

ANALYSIS OF THE STEAM-THERMAL TREATMENT AT THE KARAZHANBAS FIELD

A. Kozhash

The article describes the main features of the geological structure of the Jurassic-Cretaceous productive strata of the Karazhanbas field, located on the Buzachi Peninsula (Western Kazakhstan), and the effectiveness of thermal methods and their modifications to enhance oil recovery, which have been used in the field since the 80s of the last century. The use of thermal steam stimulation in the form of thermal slugs allows not only to cover most of the formation with thermal steam stimulation by switching to unheated water injection in a number of wells and transferring steam injection to other wells, but also to intensify the movement of the thermal slug in the formation during the cold water injection process. As a result, the steam-oil ratio when using thermal rims and increasing the steam injection rate can be several times less than with continuous slow steam injection. The use of thermal steam treatment allows increasing oil recovery by 35–45% of the initial balance oil reserves. Testing and implementation of new equipment and technology, as well as the study of world experience in the development of high-viscosity oil are currently relevant for the development of the Karazhanbas field.

Key words: well, oil production, high-viscosity oil, thermal methods, in-situ combustion, thermal steam treatment, thermogravitational drainage, oil increment

Информация об авторе

Кожаш Айдын Сырымұлы – геолог по бурению АО «Қаражанбасмұнай», a_kozhash@kbm.kz.

АО «Қаражанбасмұнай», г. Ақтау, Қазақстан