

УДК 622.276.65(567)

ОБОСНОВАНИЕ ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАРБОНАТНЫЕ ПЛАСТЫ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЯРА СЕВЕРА ИРАКА

Схаб Мазен Надиб

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа
e-mail: z077@mail.ru

Аннотация: *Рассмотрены перспективы повышения нефтеотдачи карбонатных пластов с высоковязкой нефтью месторождения Каяра с применением технологий термического воздействия. Рассмотрены существующие технологии теплового воздействия. Освещены преимущества технологий комбинированного воздействия на пласт применительно к геолого-промысловым условиям разработки карбонатных пластов Герб и Евфрат. Представлены результаты прогнозирования процесса нефтеизвлечения из карбонатных пластов с применением технологий импульсно-дозированного теплового воздействия (ИДТВ) и циклического внутрипластового полимерно-термического воздействия (ЦВПТВ).*

Ключевые слова: *технология, разработка, вязкость нефти, термические методы, карбонатный коллектор, нефтеотдача, заводнение*

Введение

Ирак является одной из крупнейших нефтедобывающих стран мира. Доказанные резервы нефти в стране составляют около 115 млрд. баррелей. Эти резервы сосредоточены на 100 месторождениях нефти и газа с различными запасами, и только 20 из них находятся в активной разработке. Около 30 % запасов нефти приходится на мезозойско-кайнозойские нефтегазоносные формации месторождений севера Ирака.

Согласно существующей классификации, основные запасы нефти месторождений севера Ирака относятся к категории трудноизвлекаемых. Во-первых, вмещающие нефть и газ продуктивные горизонты крупных месторождений рассматриваемого региона представлены сложнопостроенными низкопроницаемыми карбонатными коллекторами (высокая трещиноватость пород, неоднородность и анизотропия пласта). Во-вторых, по реологическим свойствам нефти месторождений характеризуются как тяжелые и высоковязкие [8].

Разработка наиболее крупных нефтяных месторождений региона ведется вертикальными скважинами с применением заводнения. Проектный коэффициент нефтеизвлечения по большинству залежей северных месторождений не превышает 15 %. По основным объектам отмечаются низкая эффективность применяемых систем разработки. Так, по объектам разработки месторождений Кайяра, Наджда, Хасиб, Джаван, Бутма, Алан, Ибрагим, Демир-Даг, Бай-Хассан, Джамбур, Кор-Мор, Чемчемал текущая нефтеотдача составляет в среднем 6,5 %

При добыче нефти вторичными методами на многих месторождениях севера Ирака возникает ряд проблем: образование конусов обводнения подошвенными водами; прорывы нагнетаемых вод к забоям добывающих скважин по высокопроницаемым интервалам продуктивных пластов; быстрые темпы снижения пластового давления в процессе разработки по причине не достаточной эффективности применяемых систем поддержания пластового давления (ППД).

Принимая во внимание низкие темпы разбуривания и ввода в эксплуатацию новых разведанных структур, а также текущее осложненное состояние разработки объектов, обеспечивающих в настоящее время страну углеводородным сырьем, задачи повышения эффективности нефтеизвлечения с применением новых технологий воздействия на пласт приобретают приоритетное стратегическое значение для страны.

Перспективы повышения нефтеотдачи объектов разработки севера Ирака с применением технологий термического воздействия рассмотрены на примере месторождения Каяра.

Геолого-промысловая характеристика основных объектов разработки нефтяного месторождения Каяра

Месторождение Каяра находится на севере Ирака, в пятидесяти километрах к югу от г. Мусоль. Оно является одним из крупнейших нефтяных месторождений в Ираке и приурочено к крупной антиклинальной структуре. Размеры антиклинали приблизительно 3,5 км в длину и 29,5 км в ширину.

Месторождение Каяра содержит большие запасы тяжелой высоковязкой нефти. Запасы нефти составляют примерно 4 млрд. баррель. Первая разведочная вертикальная скважина была пробурена в 1936 г. Основные притоки нефти получены из коллекторов с трещиной пористостью. За период с 1936 по 1990 гг. были пробурены более 183 вертикальных скважин [7].

Третичная залежь является основным резервуаром на месторождении. Эта залежь состоит из трёх карбонатных пластов: Герб, Дипан и Евфрат. Пласта Герб и Евфрат являются коллекторами. Пласт Дипан не является коллектором [7, 8].

Основные характеристики формаций в пределах месторождения Каяра приведены в табл. 1.

На основе определения пористости и минерального состава выделены следующие основные литотипы: плотный гипсоносный доломит; пористый гипсоносный доломит; пористый известняк и доломит; трещинно-кавернозный доломит.

Таблица 1. Общая характеристика основных объектов разработки месторождения Каяра [7]

Параметры	Формация	
	Евфрат	Герб
Тип коллектора	карбонатный	карбонатный
Глубина залегания, м	350	245
Эффективная толщина, м	53	37
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,74	0,65
Пористость, доли ед.	0,260	0,250
Проницаемость, мкм ²	0,100	0,070
Вязкость нефти, мПа·с	160	153
Плотность нефти, г/см ³	0,954	0,984
Пластовое давление, МПа	17	16,5
Пластовая температура, °С	59	55
Дебит нефти, б/сут.	600	450

Важной особенностью внутреннего строения сложно построенной третичной залежи является наличие вертикальной и латеральной неоднородности продуктивных пластов. Вертикальная неоднородность пластов проявляется в циклическом строении литологических разностей-известняков, доломитов и гипсов. Вторичные изменения продуктивных пород представлены доломитизацией, кавернозностью и трещиноватостью. Покрышкой служат агидрит на кровле пласта Герб.

Хорошими коллекторскими свойствами характеризуются пористые доломиты и доломитовые известняки кавернового и трещинного типа, расположенные в средней части пласта Герб, а также в верхней и средней частях пласта Евфрат. Коэффициент проницаемости изменяется от 0,002 до 4,8 мкм².

В третичной залежи отмечено два типа проницаемости.

1. Матричная проницаемость имеет площадное развитие по всему месторождению, но содержание гипса резко снижает параметр в верхней и нижней частях формации Герб, а так же нижней части формации Евфрат. Самая низкая проницаемость (меньше чем 0,001 мкм²) отмечается в формации Дипан, что говорит о сильной загипсованности пород [4].

2. Трещинная проницаемость, наблюдаемая в верхней части формации Евфрат. На месторождении Каяра основные притоки нефти получены из коллекторов с трещинной пористостью, что подтверждается результатами опробования. По результатам опробования, проницаемость таких коллекторов колеблется от 0,0012 до 0,035 мкм², что говорит о влиянии трещин на проницаемость.

Основные объекты разработки месторождения Каяра, как и ряда других месторождений севера Ирака, характеризуются сложным геологическим строением, высокой трещиноватостью пород, повышенной неоднородностью и анизотропией пласта, что в принципе, снижает эффективность применения тепловых методов. Однако, пластовые нефти весьма тяжелые, вязкие (153 - 160 мПа·с), смолистые, асфальтеновые и парафинистые, что предполагает применение тепловых методов. Экономическую привлекательность применения тепловых методов обуславливает неглубокое залегание пластов Герб и Евфрат (от 200 - 400 м).

Тепловые методы воздействия на пласт.

Основным преимуществом термических методов воздействия является одновременное наложение эффектов гидродинамического и термодинамического воздействий. Тепло в нефтепластовой среде оказывает влияние на все ее компоненты (твердые, жидкие, газообразные) и радикально изменяет связи и фильтрационные условия, что выражается в уменьшении вязкости нефти, увеличении ее подвижности, ослаблении структурно-механических свойств, снижении толщины граничных слоев, улучшении условий для капиллярной пропитки, переходе компонентов нефти в газообразное состояние, улучшении и, как следствие, увеличении коэффициента вытеснения и конечной нефтеотдачи [1].

Термические методы могут применяться в наиболее сложных физико-геологических условиях и позволяют добывать нефть вязкостью до 10000 мПа·с, увеличивая при этом конечную нефтеотдачу в несколько раз (с 6 - 20 % до 30 - 50 %), что недоступно сегодня никаким другим методам.

К термическим методам воздействия относятся: паротепловое воздействие, внутрипластовое горение, термозаводнение, пароциклические обработки призабойных зон скважин и сочетание их с другими физико-химическими методами (комбинированные методы воздействия). В зависимости от сочетаемой температурной обстановки в пласте происходит крекинг, высоко- и низкотемпературное окисление, дистилляция, испарение и другие процессы, способствующие проявлению в едином цикле всех известных механизмов извлечения нефти из пористых сред.

Наибольшее распространение из числа термических методов добычи тяжелой нефти получил метод паротеплового воздействия, в связи с наибольшей теплоемкостью пара по сравнению с водой и газом. Принимая во внимание низкую вытесняющую способность пара в неоднородных коллекторах из-за малой вязкости закачиваемого агента, паротепловое воздействие не рассматривается в качестве перспективного метода в условиях разработки месторождения Каяра.

Перспективные технологии теплового воздействия

Использование тепловых методов в высоконеоднородных и трещиноватых пластах ограничивается двумя серьезными проблемами. Первая проблема заключается в образовании неустойчивых фронтов вытеснения, когда подвижность водонефтяной смеси в пористой среде перед тепловым фронтом выше, чем за ним. При соотношении подвижностей более пяти в пласте начинают формироваться «языки» высокоподвижной смеси, внедряющиеся в область с начальной водонасыщенностью. В рамках одномерной теории этот эффект прогнозировать невозможно. В многомерных расчетах неустойчивость процесса вытеснения приводит к стохастическим решениям, т.е. прогнозировать прорыв маловязкостных языков в добывающие скважины также не удастся. Решение этой проблемы заключается, как правило, в контроле подвижности всего потока, путем добавления загущающих реагентов для снижения амплитуды скачков подвижности потока на фронтах [5, 6].

Вторая проблема состоит в неэффективности использования тепла, подаваемого в пласт для нагрева пластовой нефти. Непроизводительные потери тепла, закачиваемого в пласт с теплоносителем, состоят в нагреве скелета пористой среды, теплоемкость которого выше теплоемкости теплоносителя в 6-8 раз, а также в теплопередаче в кровлю и подошву пласта по мере проникновения теплоносителя в пласт.

С этих позиций для месторождений севера Ирака представляет интерес опыт решения вышеуказанных проблем удмуртскими нефтяниками приведенный в работе [3]. В целях повышения тепловой эффективности закачки горячей воды в нефтяной пласт был предложен метод импульсно-дозированного теплового воздействия (ИДТВ).

Главное отличие технологии ИДТВ от известных состоит в особом режиме циклического нагнетания в пласт теплоносителя и холодной воды. Повышение тепловой эффективности процесса связано с нагревом оторочек холодной воды в скважине и пласте за счет высокой температуры окружающих пород, полученной при закачке в первой половине цикла теплоносителя. Таким образом, на первом этапе цикла идет производительный разогрев пласта за счет закачки теплоносителя и непроизводительные потери тепла в окружающие породы. На втором этапе цикла часть непроизводительных потерь тепла сокращается за счет нагрева холодной воды и, тем самым, передачи в пласт части этого тепла.

Соотношение объемов оторочек горячей и холодной воды определяет среднеэффективную температуру закачки комбинированного теплоносителя ($T_{эф}$) за один цикл. Далее прогнозирование технологии ИДТВ производится по стандартному расчету теплового баланса в пласте при закачке теплоносителя с температурой $T_{эф}$. Длительность цикла в типовых режимах технологии предлагается 5 - 6 месяцев.

Опытнo-промышленные испытания на Гремихинском месторождении показали высокую эффективность технологии ИДТВ. Применение технологии на опытном участке обеспечило увеличение коэффициента нефтеизвлечения с 21 до 28,4 % через 9 лет после начала процесса [3].

С целью контроля подвижности потока в пласте была предложена технология циклического внутрипластового полимерно-термического воздействия (ЦВПТВ) с добавлением в теплоноситель полимера [3]. Механизм интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи при использовании технологии ЦВПТВ представляется следующим образом. При обычном полимерном воздействии закачиваемый раствор полиакриламида проникает прежде всего в наиболее проницаемые зоны пласта и приводит к их частичному закупориванию и повышению фильтрационного сопротивления. Закачиваемые в последующем порции воды и раствора ПАА обтекают закупоренные зоны и вытесняют нефть из менее проницаемых зон пласта. За счет этого увеличивается охват пласта процессом вытеснения, и возрастает нефтеотдача.

Изложенный в работе [3] механизм вытеснения нефти осуществляется на сравнительно небольшом удалении от забоя нагнетательной скважины, поскольку закупоривание высокопроницаемых зон препятствует проникновению вязкого раствора (10 - 15 мПа*с) полимера в более удаленные зоны пласта.

При технологии ЦВПТВ закачка теплоносителя в нагнетательные скважины на первом цикле создает в пласте нагретую зону. При последующей закачке раствора полиакриламида он, проходя через эту нагретую зону, разогревается, вязкость его при этом снижается (до 1 - 2 мПа*с), за счет чего разогретый раствор ПАА проникает не только в высокопроницаемые зоны пласта, но и в менее проницаемые, вследствие чего происходит более полный охват пласта рабочим агентом (чем при обычном полимерном воздействии) [3,4]. Данное техническое решение предусматривает использование водорастворимого полимера, не способного отвердевать в пластовых условиях. Чередование закачиваемых оторочек теплоносителя и раствора полимера обуславливает поочередное прогревание пласта и полимерного раствора за счет накапливаемого в пласте тепла. При этом происходит опережение по отношению к тепловому фронту концентрации полимера, т.е. превышение радиуса фронта концентрации полимера по отношению к радиусу фронта температуры. За счет этого обеспечивается вытеснение нефти раствором полимера не только в прогретой зоне пласта, но и за пределами этой зоны. В непрогретой зоне раствор полимера охлаждается, проникая при этом лишь в наиболее проницаемые зоны, и блокирует их. При этом происходит вытеснение нефти из этих зон, а вследствие повышения вязкости раствора полимера по мере его охлаждения в этих участках происходит как бы «запирание» потока рабочего агента, а в прогретой зоне – проникновение его в менее проницаемые области.

Цикличность закачки в пласт предусматривает цикличность нагрева и охлаждения полимерного раствора и, следовательно, цикличность изменения его вязкости, т.е. проникающей и закупоривающей способности в пласте. Таким образом, происходит благоприятное саморегулирование воздействий рабочих агентов по всему объему пласта, за счет чего обеспечиваются интенсификация добычи нефти, увеличение нефтеотдачи пласта и снижение расхода полиакриламида на одну тонну добытой нефти.

Для получения наиболее результативных показателей необходимо строго выдерживать заданные (расчетные) технологические параметры процесса ЦВПТВ: температуру, темп нагнетания и продолжительность закачки теплоносителя и раствора полимера в каждом цикле. Температура прогретой зоны пласта не должна превышать температуру начала термодеструкции полимера (100 °С) и в то же время должна соответствовать эффективной температуре вытеснения нефти.

Отмеченные выше преимущества технологий ИДТВ и ЦВПТВ в сравнении с традиционными термическими методами позволяют рекомендовать их к применению на объектах разработки месторождения Каяра.

Результаты прогнозирования процесса извлечения нефти на месторождении Каяра с применением технологий ИДТВ и ЦВПТВ

Были проведены расчеты конечной нефтеотдачи для объектов разработки Герб и Евфрат с применением циклического теплового воздействия и циклического внутрипластового полимерно-теплового воздействия.

Принимая во внимание небольшую глубину залегания регионально нефтегазоносных пластов Герб и Евфрат, повышенные температуры, расчеты тепловых потерь при закачке теплоносителей и прогноз применения технологий ИДТВ и ПТВ произведены для скважин с обычными НКТ.

Температура горячей воды на устье принималась равной 140 °С. По специальным номограммам температура на забое при расчетном значении расхода теплоносителя 75 т/сут составляет 115 °С. По методикам авторов циклического теплового воздействия была рассчитана эффективная температура нагрева залежи. При условии, что соотношение объемов оторочки горячей воды к оторочке холодной воды составляет 0,8, эффективная температура нагрева составила 90 °С. Типовые размеры оторочек горячей и холодной воды за один цикл воздействия составляет 2 % и 2,5 % порового объема участка, на котором проводится воздействие, или всего пласта при массовом применении технологии.

Циклическое полимерно-тепловое воздействие планируется по той же схеме, как и циклическая закачка горячей и холодной воды. Суммарный объем применяемого раствора полимера составляет 20 % от порового объема, в расчетном варианте этот объем закачивается равномерно в течение восьми циклов. Концен-

трация полимерного раствора составляет 0,05 %, в расчетах закладывались вязкостные свойства полиакриламида.

Учет цикличности закачки теплоносителя и реагентов заключался в расчете среднеэффективных значений температуры горячей воды и концентрации раствора полимера, закачиваемого в пласт.

Прогноз коэффициентов извлечения нефти по объектам разработки выполнен путем геолого-математического моделирования с применением программного комплекса EOR1.

В качестве базового варианта рассматривался метод заводнения залежи холодной водой, применяемый на объектах Герб и Евфрат.

Прогнозирование проводилось до момента закачки двух поровых объемов жидкости. Динамика вытеснения нефти представлена на рис. 1 - 2. В качестве конечного коэффициента вытеснения нефти принималось значение при типовой прокачке двух поровых объемов жидкости. Полученные результаты сведены в табл. 2.

Таблица 2. Прогноз коэффициента извлечения нефти и его прироста за счет применения тепловых методов воздействия на объектах разработки месторождения Каяра

Объекты разработки	Технология	Конечный КИН, д.ед	Прирост по сравнению с заводнением
Герб	Заводнение	0,14	0
	Циклическое тепловое воздействие,	0,25	0,11
	Циклическое внутрислоево-полимерно-тепловое воздействие	0,32	0,18
Евфрат	Заводнение	0,135	0
	Циклическое тепловое воздействие	0,19	0,06
	Циклическое внутрислоево-полимерно-тепловое воздействие	0,26	0,13

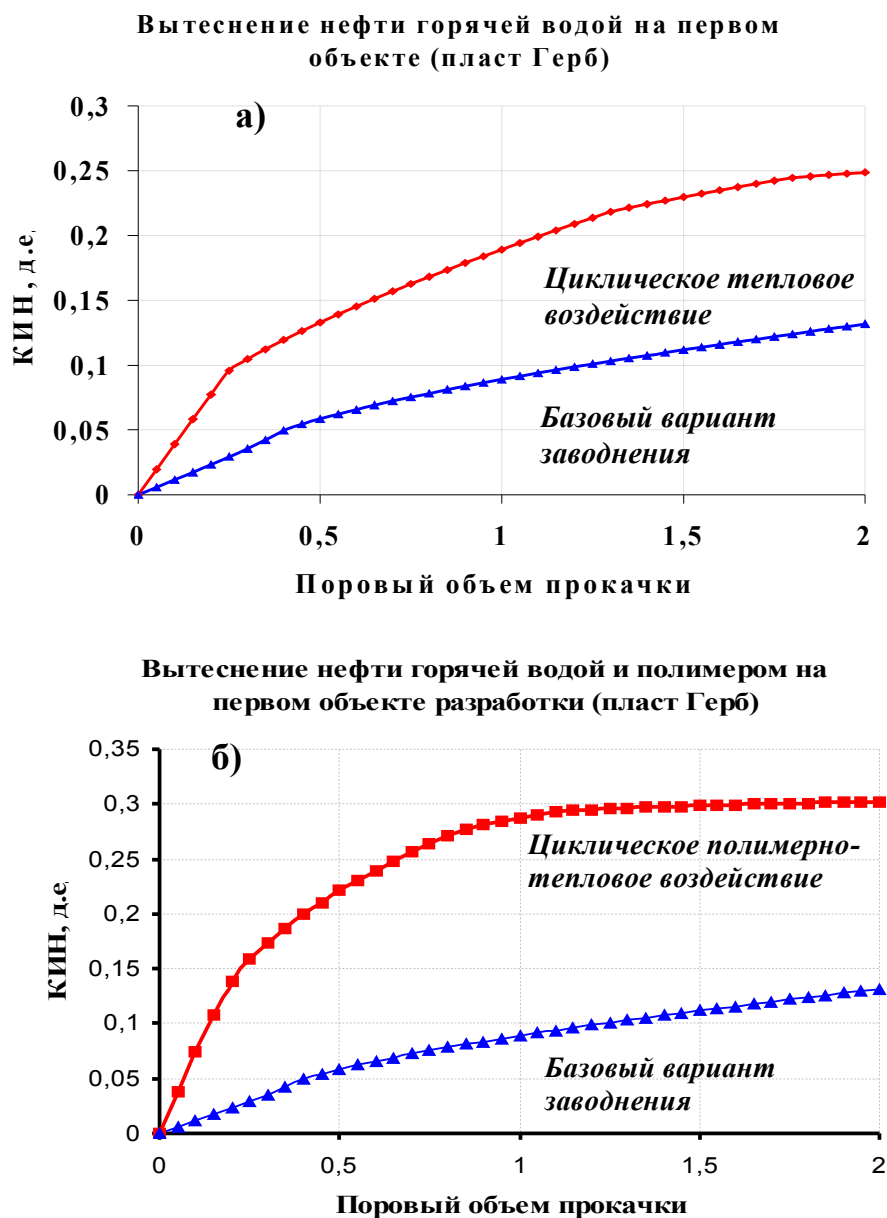


Рис. 1. Динамика вытеснения нефти по пласту Герб месторождения Каяра с применением тепловых методов воздействия:

- а) циклическое тепловое воздействие (технология ИДТВ);
 б) циклическое внутрислоево-полимерно-тепловое воздействие (технология ЦВПТВ)

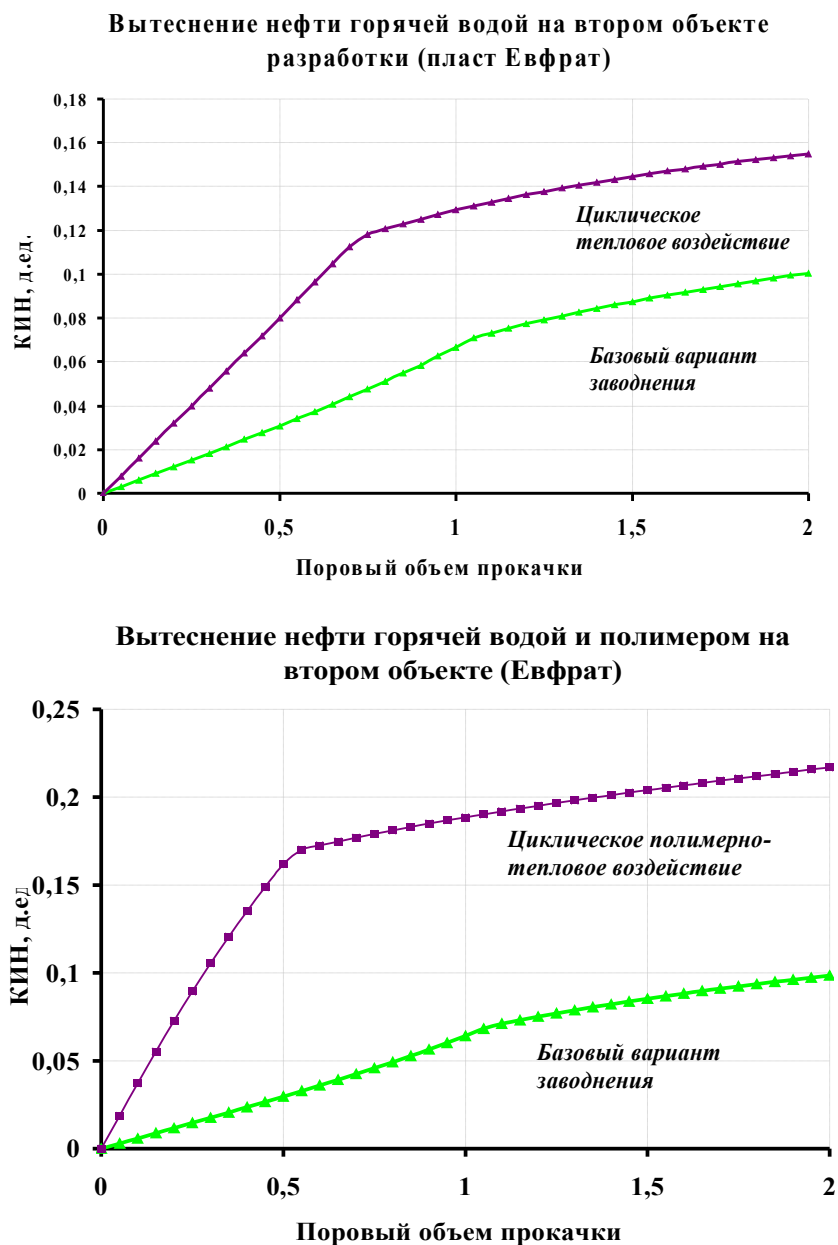


Рис. 2. Динамика вытеснения нефти по пласту Евфрат месторождения Каяра с применением тепловых методов воздействия:

- а) циклическое тепловое воздействие (технология ИДТВ);
 б) циклическое внутрислоево-полимерно-тепловое воздействие (технология ЦВПТВ)

Как видно из представленных результатов, прогноз применения тепловых методов воздействия на нефтяном месторождении Каяра весьма оптимистичен. Практически по всем вариантам увеличение нефтеотдачи превышает проектное значение по заводнению в два раза. При циклическом тепловом воздействии расход горячей воды, нагретой от пластовой температуры (54 - 59 °С) до температу-

ры 140 °С составляет 0,8 порового объема участка, холодной воды – 1 поровый объем. При циклическом полимерно-тепловом воздействии расход полимерного раствора составляет 0,2, расход горячей воды – 0,8 порового объема.

Выводы

1. Основные объекты разработки Герб и Евфрат месторождения Каяра, как и ряда других месторождений севера Ирака, характеризуются сложным геологическим строением, высокой трещиноватостью карбонатных пород, повышенной неоднородностью и анизотропией пласта. Пластовые нефти весьма тяжелые (0,954 - 0,958), вязкие (153 - 160 мПа·с), смолистые, асфальтеновые и парафинистые. Разработка месторождения ведется вертикальными скважинами с применением заводнения. По основным объектам отмечаются низкая эффективность применяемых систем разработки. Проектный коэффициент нефтеизвлечения 0,14 д. ед.

2. В рассматриваемых геолого-промысловых условиях разработки месторождения Каяра перспективы повышения нефтеотдачи карбонатных пластов связаны с применением тепловых методов воздействия. Экономическую привлекательность применения тепловых методов обуславливает неглубокое залегание продуктивных отложений (до 400 м).

3. При разработке высоковязких нефтей наибольшее распространение из термических методов добычи тяжелой нефти получил метод паротеплового воздействия, в связи с наибольшей теплоемкостью пара по сравнению с водой и газом. Принимая во внимание низкую вытесняющую способность пара в неоднородных коллекторах из-за малой вязкости закачиваемого агента, предпочтительнее на объектах разработки Герб и Евфрат использовать в качестве агента горячую воду.

4. На основе изучения опыта разработки месторождений высоковязких нефтей предложены альтернативные технологии теплового воздействия для условий разработки неоднородных карбонатных пластов. С целью повышения тепловой эффективности закачки горячей воды и контроля подвижности потока в пласте предложены к применению технологии импульсно-дозированного теплового и циклического внутрислоевого полимерно-термического воздействий.

5. Выполнено геолого-математическое моделирование с целью прогнозирования эффективности процесса теплового воздействия с применением технологий ИДТВ и ЦВПТВ. Прогноз теплового воздействия на месторождении Каяра весьма оптимистичен. Увеличение нефтеотдачи превышает проектное значение в 2 раза. Согласно расчетам, наибольший прирост нефтеотдачи достигается за счет применения технологии ЦВПТВ.

Литература

1. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. Краснодар: «Советская Кубань», 2000. 464 с.
2. Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Хайрединов Д.Н. Выбор технологий эксплуатации сложнопостроенных месторождений с высокой вязкостью нефти // Тр. 4-й междунаро. научн-практ. конф. «Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей», ОАО НК «Роснефть» - Пермнефть, 2003. С. 13-14.
3. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. М.: «Нефть и газ», 1996. 284 с.
4. Сургучев М.Л., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Гидродинамическое, акустическое, тепловое циклическое воздействие на нефтяные пласты. М.: Недра, 1975. 180 с.
5. Федоров К.М., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Хайрединона Д.Н. Повышение эффективности выработки запасов тепловыми методами интенсификации добычи // Сборник научных трудов НИИнефтеотдача «Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов: Проблемы и решения» Выпуск 4, Уфа: «Монография», 2003. С. 105-107.
6. Федоров К.М., Андреев В.Е., Чибисов А.В., Хайрединона Д.Н. и др. Особенности выбора технологии эксплуатации нефтяного месторождения в условиях сложного геологического строения // Моделирование технологических процессов нефтедобычи. Вып. 3. ч. 1. Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2002, С. 148-156.
7. Al-Juboury A.I. Petrology and provenance of the Upper Fars Formation (Upper Miocene), in the oil field Qaiyarah in Northern Iraq // Acta Geologica Universitatis Comeniana Bratislava, 1994, v. 50, pp. 45 - 53.
8. Al-Rawi Y. Petrology and Sedimentology of the Gercus Red Beds Formation, Northeastern Iraq. Iraqi Journal of Science, Vol. 21, pp. 132 - 188

SUBSTANTIATION OF THERMAL EFFECTS ON CARBONATE FORMATIONS WITH HIGH-VISCOSITY OIL OF NORTHERN IRAQ QAIYARAH OILFIELD

Shihab Mazin Najeeb

Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia

e-mail: z077@mail.ru

Abstract. *The prospects for enhanced oil recovery on carbonate reservoirs with high-viscosity oil of Qaiyarah oilfield by thermal treatment technologies are considered. The existing technologies of thermal treatment are reviewed. Covered the advantages of combined stimulation with reference to the geological production conditions of development of carbonate beds Euphrates and Jeribe. Presents the results of predicting the process of oil recovery from carbonate reservoirs by pulse-dose of heat and cyclical in-situ polymer-thermal effects.*

Keywords: *technology, engineering, oil viscosity, thermal methods, carbonate reservoir, oil recovery, water flooding*

References

1. Antoniadis D.G., Garushev A.R., Ishkhanov V.G. *Nastol'naya kniga po termicheskim metodam dobychi nefi* (Thermal oil recovery methods handbook). Krasnodar: «Sovetskaya Kuban», 2000. 464 p.
2. Andreev V.E., Kotenev Yu.A., Khairidinov D.N. *Vybor tekhnologii ekspluatatsii slozhnopostroennykh mestorozhdenii s vysokoi vyazkost'yu nefi* (Choice of technologies for using in complex oil fields with high viscosity oil) in *Tr. 4 mezhdunarod. nauchn-prakt. konf. «Osvoenie resursov trudnoizvlekaemykh i vysokovyazkikh neftei»* (Proceedings of the 4th Intern. sci. and pract. conf. "Recovering of hard-retrieve and high-viscosity oils"), OAO NK "Rosneft", Permneft, 2003. PP. 13-14.
3. Kudinov V.I. *Sovershenstvovanie teplovykh metodov razrabotki mestorozhdenii vysokovyazkikh neftei* (Improvement of thermal methods of field development with high-viscosity oils). Moscow: "Neft i gaz", 1996. 284 p.
4. Surguchev M.L., Kuznetsov O.L., Simkin E.M., *Gidrodinamicheskoe, akusticheskoe, teplovoe tsiklicheskoe vozdeistvie na neftyanye plasty* (Hydrodynamic, acoustic, thermal cycling impacts on oil reservoirs). Moscow: Nedra, 1975. 180 p.
5. Fedorov K.M., Andreev V.E., Kotenev Yu.A., Khairidinova D.N. *Povyshenie effektivnosti vyrabotki zapasov teplovymi metodami intensivatsii dobychi* (Improving the efficiency development of reserves by thermal stimulation methods) in *Sbornik nauchnykh trudov NIInefteotdacha «Metody uvelicheniya nefteotdachi trudnoizvlekaemykh zasobov: Problemy i resheniya» Vypusk 4* (Collection of scientific papers of NIInefteotdacha "Methods of increasing oil recovering: Problems and solutions," Issue 4). Ufa: "Monografiya", 2003. PP. 105-107.
6. Fedorov K.M., Andreev V.E., Chibisov A.V., Khairidinova D.N. et al. *Osobennosti vybora tekhnologii ekspluatatsii neftyanogo mestorozhdeniya v usloviyakh*

slozhnogo geologicheskogo stroeniya (Features of choice of technology operation of oil fields under conditions of complex geological structure) in *Modelirovanie tekhnologicheskikh protsessov neftedobychi. Vyp. 3. ch. 1. (Simulation of technological processes of oil production. Vol. 3. Part 1.)* Tyumen: "Vektor Buk", 2002. PP. 148-156.

7. Al-Juboury A.I. Petrology and provenance of the Upper Fars Formation (Upper Miocene), in the oil field Qaiyarah in Northern Iraq. *Acta Geologica Universitatis Comenianae Bratislava*, 1994, v. 50, pp. 45-53.

8. Al-Rawi Y. Petrology and Sedimentology of the Gercus Red Beds Formation, Northeastern Iraq. *Iraqi Journal of Science*, Vol. 21, pp. 132 - 188.