

УДК 622.276.65

**РАСЧЁТ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ПЛАСТА
ПРИ НАГНЕТАНИИ В НЕГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ
НА ПРИМЕРЕ ЛЫАЕЛЬСКОЙ ПЛОЩАДИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**CALCULATION OF THE TEMPERATURE FIELD OF THE FORMATION
WHEN INJECTION OF COOLANT INTO IT USING
THE EXAMPLE OF LYAYELSKAYA AREA OF THE YAREGSKOYE FIELD**

Калешева Гульмира Ермухамбетовна
старший преподаватель
кафедры нефтегазового дела,
Западно-Казахстанский
инновационно-технологический университет
kalesheva-gulmira_29_69@mail.ru

Kalesheva Gulmira Ermukhambetovna
Senior Lecturer of the Department
of Oil and Gas Engineering,
West Kazakhstan University
of Innovation and Technology
kalesheva-gulmira_29_69@mail.ru

Аннотация. В статье приведены тепловые методы повышения нефтеотдачи, описаны преимущества и недостатки каждого из методов. Выполнен расчёт накопленного количества тепла, вносимого путём закачки горячей воды и водяного пара через нагнетательную скважину по времени.

Annotation. The article presents thermal methods for enhancing oil recovery and describes the advantages and disadvantages of each method. A calculation was made of the accumulated amount of heat introduced by pumping hot water and water steam through an injection well over time.

Ключевые слова: расчёт температурного поля пласта; технологии теплового воздействия на пласт; пароциклические обработки скважин; площадная закачка пара; комбинированные технологии; расчёт температурного поля пласта при нагнетании в него горячей воды; расчёт динамики прогрева пласта при нагнетании в него водяного пара.

Keywords: calculation of the reservoir temperature field; technologies of thermal impact on the formation; steam cyclic treatment of wells; area steam injection; combined technologies; calculation of the temperature field of the formation when hot water is injected into it; calculation of the dynamics of formation heating when water vapor is injected into it.

Введение

Одним из приоритетных направлений пополнения и укрепления ресурсной базы топливно-энергетического комплекса страны является вовлечение в активную разработку огромных запасов высоковязких нефтей и битумов. Несмотря на то, что эти запасы значительно превышают запасы лёгких нефтей, их потенциал используется недостаточно.

Мировой опыт освоения залежей высоковязких нефтей и битумов показал, что наиболее перспективной технологией их разработки являются термические методы добычи нефти.

К термическим методам воздействия на пласт относятся: паротепловое воздействие, внутрискважинное горение, закачка горячей воды, пароциклические обработки призабойных зон добывающих скважин и сочетание этих методов с другими физико-химическими методами (комбинированные методы).

Из всего арсенала известных термических методов наибольшее распространение получили технологии, основанные на нагнетании в пласт теплоносителей: воздействие на пласт путём площадной закачки пара и пароциклические обработки добывающих скважин. За счёт применения этих технологий в мире добывается 60–70 % от всей нефти, добываемой с применением современных методов повышения нефтеотдачи пластов.

Анализ текущего состояния объектов

В административном отношении Ярегское нефтяное месторождение расположено на территории Республики Коми (к юго-западу от города Ухты на расстоянии 25 км по автомобильной и 18 км по железной дорогам). Лыаельская площадь занимает центральную часть Ярегского месторождения и расположена в 10 км юго-восточнее п. Ярега. В пределах месторождения в 3–4 км друг от друга находятся 3 посёлка нефтешахт: пос. Ярега (нефтешахта № 1), пос. Первомайский (нефтешахта № 2), пос. Нижний Доманик (нефтешахта № 3).

Каждая шахта представляет собой самостоятельную нефтедобывающую единицу, внутри которой осуществляется весь комплекс мер по эксплуатации залежи: проходка горных выработок, бурение, монтаж технологического оборудования, добыча, подготовка и перекачка нефти, ликвидации отработанных блоков. Каждая шахта имеет обособленную систему вентиляции горных выработок, тепловодозенергоснабжения и откачки попутной воды. Для каждой шахты определён горный отвод, в границах которого ведётся отработка пласта $III D_{2st} + D_{3ps}$. Границы горных отводов отделены друг от друга 20-ти метровым охранным целиком, что исключает влияние смежных шахтных полей друг на друга. Каждое шахтное поле имеет разные коэффициенты извлечения: НШ-1 – 22,6 %, НШ-2 – 36 %, НШ-3 – 16,9 %, поэтому каждое шахтное поле рассматривается как отдельный объект разработки.

В свою очередь, шахтное поле обрабатывается уклонными блоками, каждый из которых является отдельным объектом разработки внутри шахтного поля. При фактической отработке блоков ввиду высокой вязкости нефти гидродинамическое влияние соседних блоков друг на друга незначительно. По каждому блоку рассчитываются проектные технологические показатели, задаётся проектный фонд нагнетательных и добывающих скважин, ведётся учёт закачанного пара и добытой нефти. Поэтому при ведении авторского надзора за реализацией проектного документа каждый уклонный блок рассматривается отдельно.

Характеристика ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского месторождения

Площадь ОПУ-5, расположенного на Лыаельской площади Ярегского месторождения, составляет 375 тыс. м², нефтенасыщенная толщина пласта – 26,3 м, геологические запасы нефти – 1,971 млн тонн, проектный КИН – 0,34, вязкость нефти – 12 тыс. мПа · с.

В 2007 году на ОПУ-5 принята технологическая схема ОПР, впоследствии приняты дополнения к технологической схеме разработки ОПУ-5 и примыкающих участков В, С, D, E и G Лыаельской площади Ярегского месторождения. Цель проектирования заключается в расширении масштабов ОПР на Лыаельской площади (рис. 1).

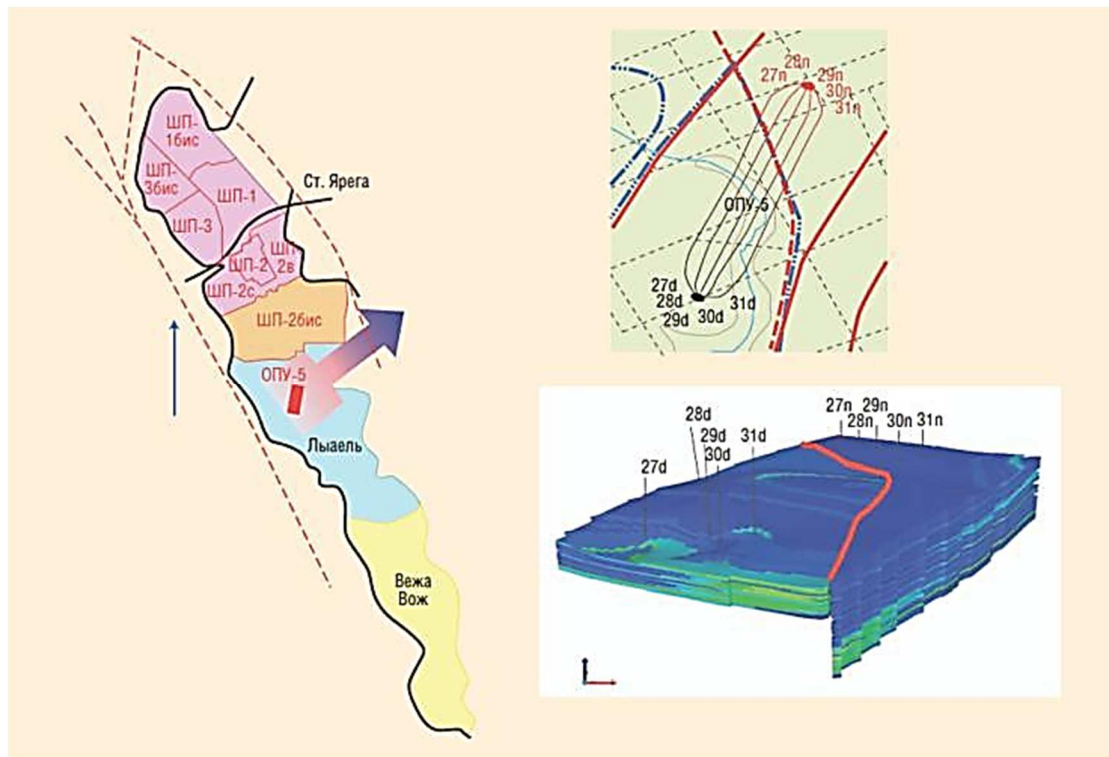


Рисунок 1 – Характеристика ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского месторождения

В 2013 году получено разрешение на разработку Лыаельской площади и сейчас проводится ОПИ по технологии SAGD. Механизм повышения нефтеотдачи состоит в нагреве паром нагнетательной скважины и встречной добывающей скважины, в ре-

зультате чего пар поступает в пласт и конденсируется, а разогретая нефть поступает в добывающую скважину (рис. 2).

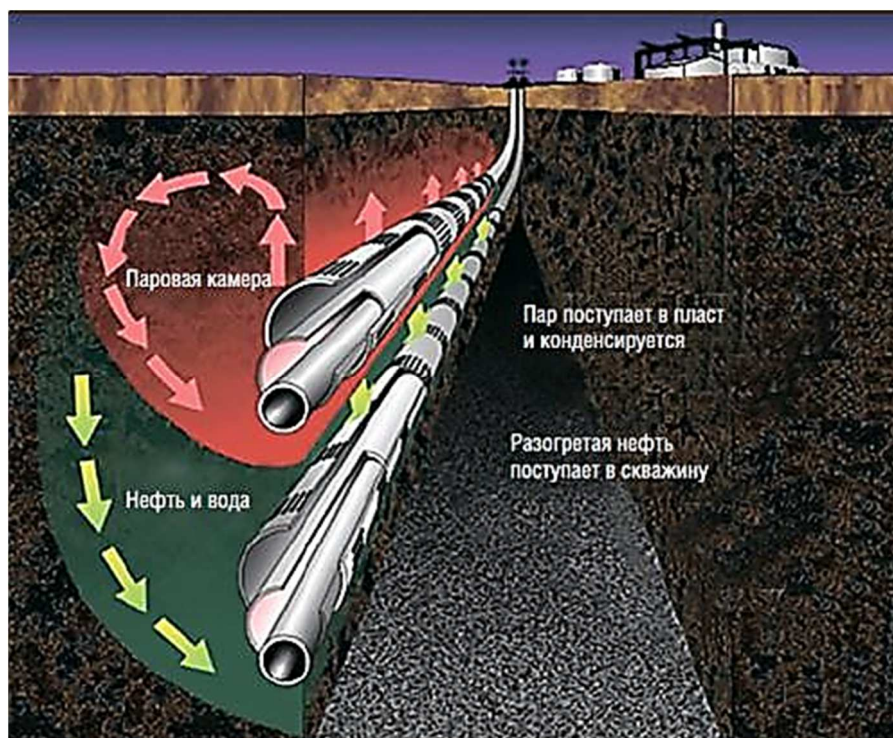


Рисунок 2 – Схема технологии SAGD

Опытно-промышленные испытания технологии проводились в семи скважинах с экстремальным темпом набора кривизны (до 10°/10 м). Зоны пласта с максимальным поглощением отсечены глухим хвостовиком. В нагнетательную скважину № 27Н закачивается пар, выработка которого производится на ПГУ. Температура пара достигает 240 °С.

Технологии теплового воздействия на пласт

Тепловые методы по масштабам воздействия на пласт делятся на 2 большие группы:

- 1) обработка призабойных зон скважин паром, горячей водой, паром с различными химическими добавками;
- 2) площадное воздействие на пласт паром, горячей водой, внутрипластовым горением и с применением комбинированных технологий.

По виду применяемого агента и механизму воздействия на пласт тепловые методы делятся на 3 группы:

- 1) технологии, основанные на нагнетании в пласт теплоносителей (пара, горячей воды и др.);
- 2) технологии, основанные на нагнетании в пласт окислителей (воздуха, кислорода);
- 3) комбинированные методы, основанные на закачке в пласт двух и более агентов (термополимерный, термощелочной, парогазовый и др.).

Наибольшее распространение в мировой практике получили технологии, основанные на закачке в пласт пара – пароциклические обработки скважин и площадная закачка пара.

Пароциклические обработки скважин

На рисунке 3 приведена схема пароциклической обработки (ПЦО) добывающей скважины. Технология ПЦО включает 3 стадии: нагнетание пара, выдержка скважины на пропитку и добыча нефти (рис. 3).

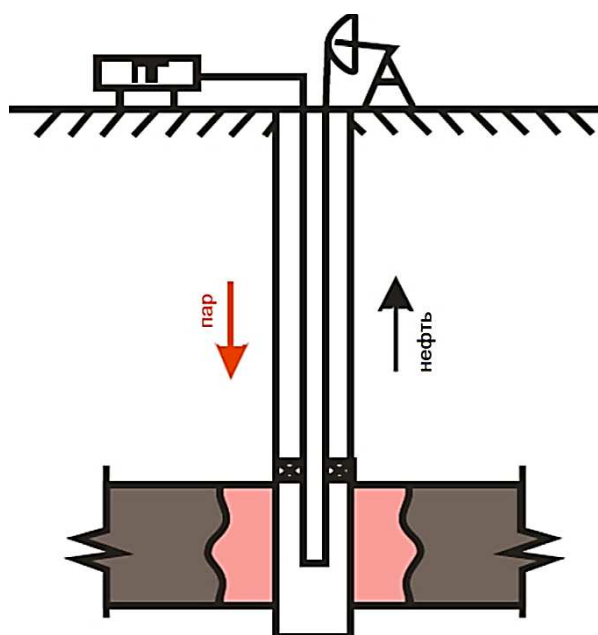


Рисунок 3 – Схема пароциклической обработки скважины

Продолжительность цикла закачки пара обычно составляет 10–20 сут. и зависит от толщины обрабатываемого пласта и приёмистости скважины по пару. Считается, что на 1 п.м. нефтенасыщенного пласта необходимо закачать 100 тонн пара. Таким образом, при толщине пласта 20 м и приёмистости скважины 200 тонн/сут. продолжительность цикла закачки пара составит 10 сут. (рис. 4).

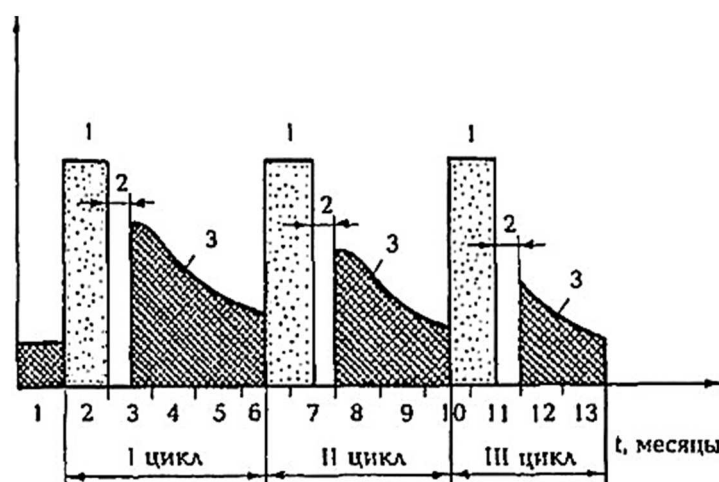


Рисунок 4 – Схема трёх последовательных циклов паротепловой обработки добывающей скважины:
1 – нагнетание пара; 2 – паропропитка; 3 – добыча нефти

После закачки расчётного количества пара скважина закрывается на пропитку на 5–10 сут. до полной конденсации пара в стволе скважины. Затем в случае использования для закачки пара высоких параметров специального внутрискважинного оборудования последнее извлекается из скважины. После этого в скважину спускается глубинно-насосное оборудование, и она вводится в эксплуатацию. При высоких параметрах закачиваемого пара (более 200–250 °С) для определения времени ввода скважины в эксплуатацию необходимо также учитывать термостойкость глубинно-насосного оборудования. Если термостойкость оборудования меньше температуры закачиваемого пара, то необходимо до спуска в скважину насоса выполнить термометрические исследования по скважине.

Такие исследования необходимы не только для определения возможности спуска в скважину насоса. Периодические термометрические исследования скважины по-

сле обработки её паром в режиме остывания позволяют также получить очень важную информацию о распределении пара по разрезу пласта, основных принимающих интервалах разреза, а также о возможных заколонных перетоках пара. В последующем эта информация используется для разработки мероприятий по регулированию процесса с целью повышения его эффективности.

В результате ПЦО скважины её дебит по нефти увеличивается, как правило, в 3–5 и более раз, а продолжительность работы с повышенным дебитом может достигать 6–12 месяцев.

После снижения дебита скважины по нефти до первоначального уровня, предшествующего ПЦО, проводят второй цикл. От цикла к циклу эффективность ПЦО снижается. Общее количество эффективных ПЦО может достигать 3–4. Эффективность ПЦО возрастает с увеличением пластового давления и толщины пласта. В пластах, истощённых при разработке на естественном режиме, и маломощных пластах (с ограниченным гравитационным потенциалом) ПЦО, как правило, мало эффективны.

ПЦО скважин используются не только для интенсификации добычи нефти, но и для повышения нефтеотдачи пласта, а также для регулирования процесса теплового воздействия на пласт. Традиционные технологии теплового воздействия на пласт реализуются в 2 стадии: на первой стадии проводятся ПЦО добывающих скважин, после чего для вовлечения в процесс теплового воздействия всего пласта переходят к площадной закачке пара в нагнетательные скважины и одновременному отбору нефти из окружающих добывающих скважин. При площадной закачке пара применяются такие же площадные системы, как при заводнении: пятиточечные, семиточечные, девятиточечные и линейные.

На залежах с аномально вязкой нефтью до перехода к площадной закачке пара проводят 1–2 ПЦО по нагнетательным скважинам с целью увеличения их приёмистости.

Опыт разработки Лыаельской площади Ярегского месторождения показал, что сами по себе ПЦО скважин малоэффективны из-за низкого пластового давления и малой толщины пласта. В то же время при площадной закачке пара не удавалось добиться реакции ни по одной добывающей скважине, если по ней не проводились ПЦО, причём с увеличением расстояний от нагнетательной скважины количество проводимых ПЦО приходилось увеличивать. В этом случае ПЦО использовались как средство регулирования процесса для снижения фильтрационных сопротивлений призабойных зон добывающих скважин.

Наибольший опыт проведения ПЦО скважин в РФ накоплен на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения, где ежегодно проводится по 40–50 ПЦО. Следует отметить, что ПЦО вертикальных скважин, несмотря на их эффективность, не могут рассматриваться как самостоятельный вариант теплового воздействия, позволяющий значительно повысить нефтеотдачу пласта, особенно при больших расстояниях между скважинами. Расчёты показывают, что даже массовое проведение ПЦО по всем скважинам пермокарбоневой залежи Усинского месторождения, пробуренным на 3 эксплуатационных объекта, не позволит повысить нефтеотдачу пласта более 14–15 %. Одним из перспективных направлений повышения нефтеотдачи пласта является использование для проведения ПЦО горизонтальных скважин. На одном из участков пермокарбоневой залежи планируются опытно-промышленные работы по многократному проведению ПЦО горизонтальных добывающих скважин.

Перспективными направлениями повышения эффективности ПЦО скважин являются также добавление порции газа к закачиваемому пару и использование при ПЦО химических реагентов. На ряде месторождений Венесуэлы (Tia Juana (Тиа Хуана) и др.) испытывалась технология ПЦО, при которой к пару добавлялась порция газа (в основном, это природный газ, углекислый газ или азот). Установлено, что при добавлении природного газа, который закачивался до или после ПЦО, возрастала дополнительная добыча нефти и снижалось паронефтяное отношение. Это обусловлено тем, что за счёт увеличения давления газ растворяется в нефти, благодаря чему возрастает эффективность режима растворённого газа.

На месторождениях Венесуэлы проводились ПЦО с добавками ПАВ, которые образуют паровую пену, блокирующую высокопроницаемые пропластки, промытые паром, в результате чего повышается охват продуктивного пласта воздействием. Для подбора эффективных ПАВ и их концентрации вначале проводились лабораторные

исследования. В качестве ПАВ на месторождении Тиа Хуана использовались два реагента: линейный алкилтолуол натрий сульфонат (ЛАНС) и разветвлённый алкилбензол натрий сульфат (РАНС). Технология включала закачку пара в течение 3–7 дней, определение базового профиля приёмистости пара, закачку порции ПАВ вместе с паром и повторное определение профиля приёмистости. После этого закачивалась оставшаяся порция пара. Опытные работы показали, что наибольший эффект блокировки достигается при применении ЛАНС в концентрации 0,5 % или РАНС в концентрации 1,0 %.

В больших масштабах паровые пены применяются на месторождении Midway-Sunset (Мидуэй-Сансет) (штат Калифорния), содержащем высоковязкую нефть. Для образования паровых пен используется ПАВ – оксиалкилированная замещённая фенолальдегидная смола с коммерческим названием Thermoflood. На основании лабораторных исследований подобрана оптимальная концентрация этого ПАВ – 0,025 % (по отношению к конденсату пара). При ПЦО скважин с ПАВ в среднем добывается в 2,2 раза больше нефти за цикл, чем при ПЦО без ПАВ.

Площадная закачка пара

Технологии, основанные на площадной закачке пара, отличаются режимом теплового воздействия на пласт. На рисунке 5 показана схема площадной закачки пара.

Применяются следующие режимы теплового воздействия: непрерывный, циклический или режим, основанный на чередовании закачки в пласт теплоносителя и холодной воды.

Непрерывное нагнетание в пласт теплоносителя может применяться в относительно однородных, нетрещиноватых пластах. В завершающей стадии разработки таких пластов в целях сокращения энергетических затрат применяют технологию вытеснения нефти тепловыми оторочками, перемещаемыми ненагретой водой. Размер тепловой оторочки (закачка пара, выраженная в поровых объёмах разрабатываемого пласта) определяется расчётным путём и в зависимости от сетки скважин, толщины пласта и других геолого-физических параметров может достигать 0,7–0,8 порового объёма пласта. Необходимо отметить, что при разработке трещиноватых залежей, где закачиваемый агент прорывается в добывающие скважины по трещинам или другим аномально проницаемым зонам, непрерывное нагнетание теплоносителя, а также применение технологии вытеснения нефти тепловыми оторочками недостаточно эффективно. К таким залежам относятся, например, Ярегское месторождение и пермокарбонная залежь Усинского месторождения.

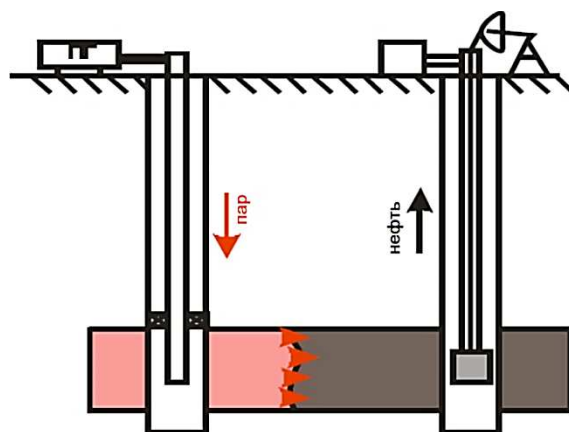


Рисунок 5 – Схема площадной закачки пара в пласт

В неоднородных и трещиноватых пластах следует применять циклический режим закачки теплоносителя. Чередование циклов закачки теплоносителя с циклами остановки позволяет за счёт активизации капиллярных и термоупругих сил, а также энергии растворённого газа вовлекать в активную разработку низкопроницаемые пропластки, не охваченные процессом гидродинамического вытеснения. В результате достигается увеличение охвата и нефтеотдачи залежи. Целесообразность термоциклического воздействия на трещиноватый пласт подтверждена опытом разработки Ярегского и пермокарбонной залежи Усинского месторождений.

На Гремихинском месторождении (Удмуртия), содержащем нефть вязкостью 125–150 мПа · с в карбонатном порово-трещинном коллекторе, применяется технология импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт (ИДТВ). Суть этой технологии заключается в попеременной закачке в пласт теплоносителя и холодной воды в пропорциях, рассчитанных для поддержания в пласте «эффективной» температуры вытеснения нефти. Наиболее эффективная температура составляет порядка 60–70 °С, выше которой вязкость нефти снижается менее интенсивно.

Значительный интерес представляет опыт разработки Лыаельской площади Ярегского месторождения с поверхности. Пласт в районе опытного участка ОПУ-1 характеризуется экстремальными геолого-физическими условиями, осложняющими разработку: нефтенасыщенная толщина пласта – 10 м, вязкость нефти – до 20 тыс. сП, пласт подстилается подошвенной водой. Технологическая схема предусматривала испытание традиционной технологии – площадной закачки пара в комбинации с ПЦО добывающих скважин. Однако попытки закачать пар в продуктивный интервал пласта оказались безуспешными. Несмотря на применение плотных сеток скважин ($0,25 \times 10^4$ м²/скв.), большинство скважин из-за высокого фильтрационного сопротивления пласта, насыщенного аномально вязкой нефтью, пар не принимали. Тогда была применена оригинальная технология, включающая 2 стадии (рис. 6).

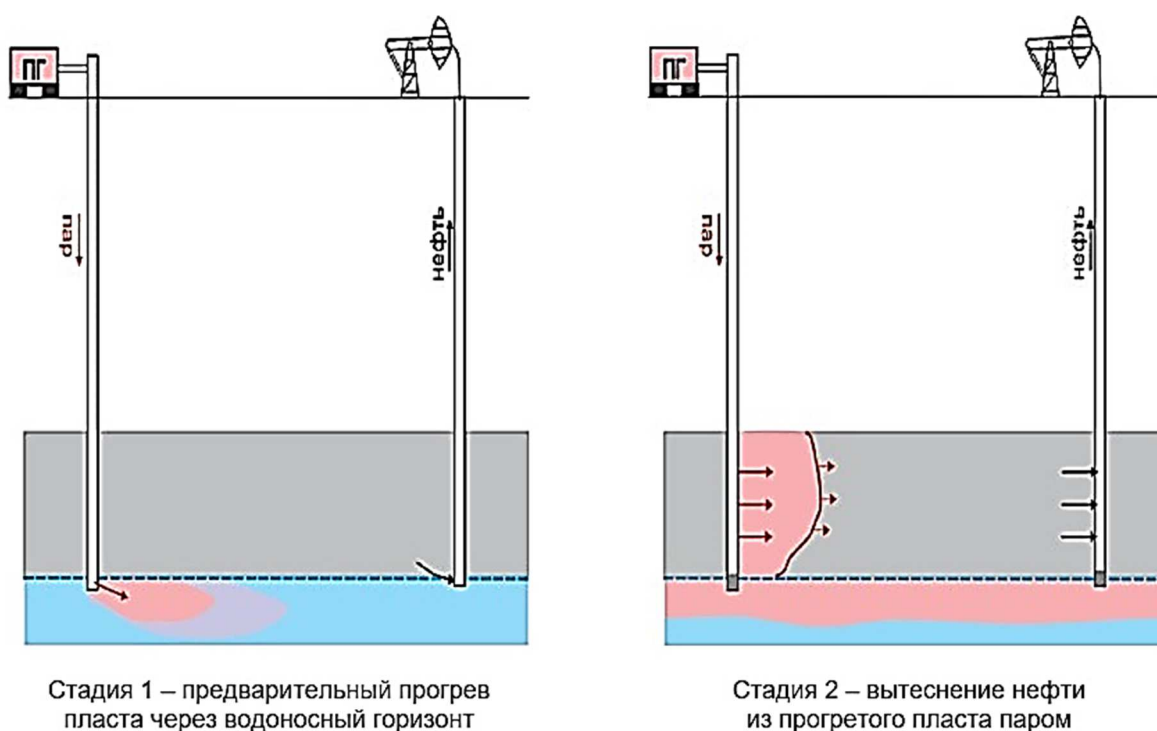


Рисунок 6 – Схема разработки Ярегского пласта

На 1-ой стадии осуществляется теплопроводный прогрев пласта через водоносный горизонт. Затем после снижения фильтрационных сопротивлений нефтяного пласта осуществляется переход к классической схеме площадного вытеснения из него нефти. Традиционная технология дополнялась закачкой различных агентов, облагораживающих процесс теплового воздействия: щёлочи, азотсодержащих соединений, паровоздушной смеси и ПАВ для создания в пласте пенных систем. В результате применения комбинированных технологий на участке площадью 6×10^4 м² удалось получить нефтеотдачу 53 % при накопленном паронефтяном отношении 5,6 тонн/тонн.

Комбинированные технологии

Комбинированные технологии, основанные на сочетании теплового и химического воздействия на пласт, в последнее время находят всё более широкое применение в мировой практике. К числу таких технологий относятся:

- термополимерное заводнение;
- термощелочное воздействие;

- закачка пара с растворителем;
- парогазовое воздействие;
- комбинация теплового воздействия с внутрислоистой генерацией химреагентов.

Термополимерное воздействие. Суть технологии термополимерного воздействия (ТПВ) состоит в том, что в пласт закачивают водный раствор полимера, подогретый до температуры не более 90 °С (выше этой температуры происходит деструкция полимера). Поскольку вязкость подогретого раствора невелика, он хорошо проникает, прежде всего, в трещины и другие высокопроницаемые зоны. В результате в неохваченных вытеснением зонах пласта (в матрице) вязкость нефти снижается. При остывании полимерного раствора его вязкость возрастает в 5–10 раз, что приводит к выравниванию фронта вытеснения. При этом происходит как бы саморегулирование фронта вытеснения. Таким образом, осуществляется комплексное воздействие на пласт – снижается вязкость нефти и возрастает охват залежи вытеснением.

Одной из разновидностей технологии ТПВ является технология чередования закачки горячей воды и полимерного раствора. Технология ТПВ в наибольшем масштабе и довольно успешно применялась на Мишкинском месторождении в Удмуртии, содержащем нефть вязкостью 78 мПа · с в трещиновато-поровом коллекторе. Анализ эффективности полимерного заводнения на последовательно вводившихся опытных участках Мишкинского месторождения показал резкое уменьшение эффективности по мере снижения нефтенасыщенности пород в связи с отбором нефти из пласта. На начальном этапе разработки закачка слабоконцентрированного раствора ПАА (0,05 %) позволяла сдерживать темп роста обводнённости продукции. Однако, чем выше было водонефтяное отношение к моменту начала полимерного заводнения на других элементах, тем ниже была эффективность процесса. С учётом того, что объект характеризуется активным упруговодонапорным режимом, хорошей гидродинамической связью с законтурной и подошвенной водонасыщенными областями, дальнейшее распространение полимерного, а также термополимерного заводнения оказалось нецелесообразным. Низкая эффективность полимерного заводнения на поздних стадиях доказана результатами не только лабораторных исследований, но и промысловых экспериментов.

Следует также учитывать, что при большой глубине залежи (более 1200–1500 м) температура раствора полиакриламида на забое скважины существенно снижается, в результате чего снижается тепловой эффект.

Термощелочное воздействие. На месторождениях нефти повышенной вязкости целесообразно применять термощелочное воздействие, при котором оторочки щелочных растворов закачиваются в предварительно прогретый пласт. Применение термощелочного воздействия способствует отмыванию плёночной нефти. Например, при увеличении температуры щелочного раствора с 30 до 70 °С коэффициент вытеснения увеличивается с 40 до 70 %.

Комбинация закачки пара с растворителем. Известно, что при вытеснении высоковязкой нефти паром механизм смешивающегося вытеснения проявляется крайне слабо. Для повышения роли этого механизма перед нагнетанием или в процессе нагнетания пара в пласт вводят некоторое количество растворителя.

На рисунке 7 показано изменение коэффициента вытеснения в зависимости от объёма отбора жидкости из пласта в долях порового объёма для опытов с одинаковым размером зоны смеси, но с различной концентрацией растворителя в смеси. Для сопоставления приведена аналогичная зависимость для вытеснения «чистой» (без растворителя) нефти паром.

В результате анализа полученных данных можно сделать вывод о том, что существует некоторая оптимальная концентрация растворителя в смеси, дальнейшее увеличение которой при одинаковом размере зоны смеси приводит к преждевременному прорыву смеси на выходе из модели (кривая 2, рис. 7). Излишек растворителя не успевает перемешиваться с исходной нефтью и создаёт в пласте каналы, по которым в дальнейшем фильтруется конденсат пара.

Об этом свидетельствует снижение темпа роста коэффициента вытеснения (кривая 3, рис. 7) в опыте № 3, где величина концентрации растворителя в смеси, видимо, близка к оптимальной.

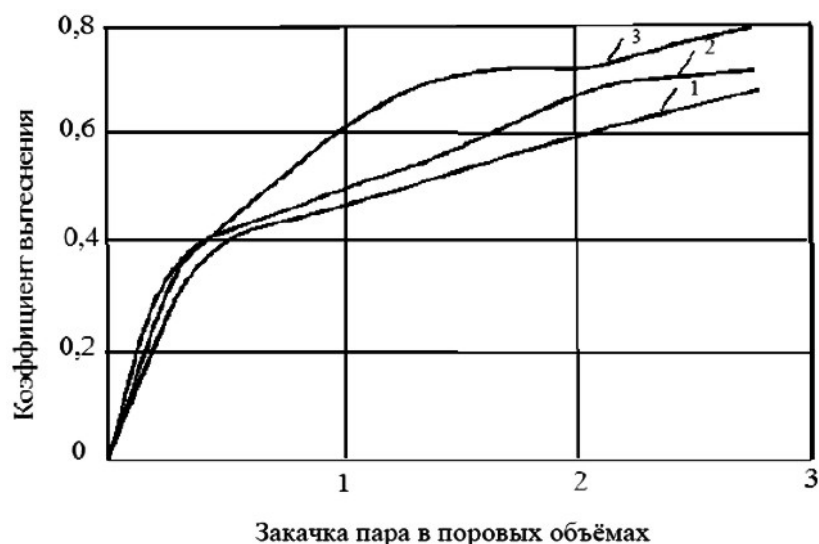


Рисунок 7 – Изменение коэффициента вытеснения в зависимости от объема отбора жидкости из пласта в долях порового объема:
 1 – базовый опыт, концентрация растворителя 0 %;
 2 – концентрация растворителя в зоне смеси 45 %;
 3 – концентрация растворителя в зоне смеси 15 %

В результате обработки полученных экспериментальных зависимостей установлено, что наибольший прирост коэффициента вытеснения наблюдается при увеличении размера зоны смеси до 0,12–0,15 от длины модели пласта при оптимальной концентрации растворителя в смеси около 30 %.

В этом же интервале резко снижается соотношение вязкостей нефти и смеси нефти с растворителем, что является определяющим фактором для предупреждения преждевременного прорыва растворителя и повышения эффективности процесса.

При этом, как показали исследования, нет необходимости в создании оторочки растворителя больших размеров. Исследования показали, что, например, для достижения коэффициента вытеснения 0,7 в случае применения оторочки растворителя в размере 0,05 от порового объема пласта, объем оторочки пара составляет 0,45 от длины модели пласта, а без оторочки растворителя – 0,8, т.е. почти вдвое больше.

С учётом экономических критериев рекомендуемый размер оторочки растворителя, предшествующий закачке в пласт пара, – 0,05–0,1 от порового объема пласта.

Парогазовое воздействие на пласт. Одним из недостатков насыщенного водяного пара, как теплоносителя, является резкое сокращение его объема при конденсации пара по мере движения его по пласту. Для устранения этого недостатка к нагнетаемому пару добавляются неконденсирующиеся газы – азот, воздух, метан и др. Добавление газа приводит к изменению относительной проницаемости, способствует поддержанию давления, а также в известных случаях воздействует на саму нефть в результате растворения и химических реакций газа с её фракциями.

Для одновременного нагнетания в пласт пара и продуктов сгорания разработаны специальные парогазогенераторы. При использовании глубинных парогазогенераторов высокого давления (глубинных парогазогенераторов) предусматривают нагнетание в пласт смеси водяного пара и газообразных продуктов сгорания. В этом случае отношение «газ – пар» зависит от стехиометрии реакции. Так, для получения 1 тонны пара сухостью 80 % с энтальпией 570 ккал/кг (беря за исходную температуру окружающей среды) требуется 63 кг топлива, теплота сгорания которого не ниже 9500 ккал/кг при тепловом КПД 95 %. Для снижения этого значения следует или комбинировать нагнетание чистого пара и парогазовой смеси, или использовать в качестве окислителя кислород, либо обогащённый кислородом воздух.

Для повышения нефтеотдачи месторождений очень вязкой нефти предложено нагнетать совместно с паром метан (или природный газ), двуокись углерода или воздух. В лабораторных условиях исследовался эффект подачи в пласт во время цикла паротеплового воздействия небольших порций воздуха, метана или двуокиси углерода.

Рост извлечения нефти при нагнетании газа (при отношении «газ – пар», равном 3,6 м³/т) приходился на момент, когда уровень добычи из данного месторождения становился очень низким; наилучшие результаты получены при нагнетании воздуха и метана. Одним из эффективных механизмов при нагнетании газа является ускоренное продвижение пара в зону горячей воды, что приводит к интенсификации прогрева пласта при одинаковом количестве введённого в пласт тепла по сравнению с закачкой одного пара.

Необходимо отметить, что добавление газа к закачиваемому теплоносителю может привести и к негативным последствиям – из-за большой разницы в значениях вязкости газа и жидкости возможны опережающие прорывы газа по высокопроницаемым зонам.

Комбинированные технологии теплового воздействия с внутривластовой генерацией химреагентов. К основным факторам, повышающим эффективность тепловых методов при их сочетании с химическими, относятся:

- снижение поверхностного натяжения на границе раздела вытесняемой и вытесняющей фаз и улучшение смачиваемости поверхности породы водой;
- разложение химических реагентов под влиянием температуры с образованием газов и других веществ, повышающих эффективность вытеснения;
- образование водо-, газонефтяных эмульсий или пенных систем в зонах повышенной проницаемости, что способствует выравниванию фронта вытеснения и повышает охват неоднородных пластов процессом нефтеизвлечения.

Значительный интерес представляет использование химических соединений, которые разлагаются в пласте при повышенных температурах с образованием химреагентов, повышающих эффективность извлечения нефти при тепловых методах воздействия на пласт.

Одним из перспективных направлений совершенствования технологии теплового воздействия является использование группы азотсодержащих соединений (карбамида, нитрита натрия, углеаммонийных солей, углеаммиаката и др.), которые характеризуются следующими благоприятными свойствами:

- при повышенных температурах (до 60–150 °С) разлагаются с образованием газов (CO₂, NO) и щелочных растворов (NH₄OH), положительно влияющих на процесс нефтеизвлечения;
- азотсодержащие соединения являются продуктами крупнотоннажного производства и имеют относительно невысокую стоимость;
- взрыво-, пожаробезопасны, нетоксичны или слаботоксичны, обладают умеренной коррозионной активностью.

Рассмотренные азотсодержащие соединения обладают широким спектром свойств и поэтому по-разному воздействуют на пластовую систему.

Из большой группы азотсодержащих соединений широко известны только исследования эффективности применения карбамида. В то же время исследования по применению других азотсодержащих соединений, обладающих новыми свойствами, представляют значительный интерес, так как некоторые из них (например, углеаммонийные соли и др.) могут разлагаться при значительно меньших температурах, чем карбамид.

Одним из механизмов, направленных на повышение нефтеотдачи при закачке практически всех азотсодержащих соединений в пласт, подвергнутый тепловому воздействию, является образование в пласте диоксида углерода, который характеризуется следующими свойствами:

- хорошо растворяется в нефти и уменьшает её вязкость;
- при растворении CO₂ в нефти её объём увеличивается и, следовательно, повышается коэффициент вытеснения нефти;
- при растворении CO₂ в пластовой воде повышается её вязкость;
- снижается межфазное натяжение на границе «нефть – вода» и улучшается смачиваемость породы водой, что также способствует росту коэффициента вытеснения.

Закачка в пласт CO₂ является одним из перспективных и широко применяемых в мировой практике методов повышения нефтеотдачи.

Если же учесть, что при разложении азотсодержащих соединений, кроме CO_2 , образуются щелочные растворы, также повышающие эффективность вытеснения нефти, можно предполагать, что периодическая закачка в прогретый пласт азотсодержащих соединений может дать значительный эффект.

Использование нитрата натрия, разлагающегося с выделением азота, плохо растворимого в жидкости, позволяет создать в пласте стабильную газовую фазу и повысить эффективность вытеснения нефти, а также ускорить продвижение вытесняющего агента по пласту, что особенно важно при разработке залежей, содержащих аномально вязкую нефть, для установления взаимодействия между скважинами по нефтяному пласту.

На основании масштабных лабораторных исследований, выполненных для условий Ярегского и пермокарбоневой залежи Усинского месторождений, сделаны следующие выводы:

1. При температурах ниже температуры разложения азотсодержащих соединений в качестве вытесняющего агента целесообразно применять:

- для условий Ярегского месторождения растворы нитрита натрия или углеаммонийных солей концентрацией до 2 % при температуре 70 °С и выше. Применение термохимического воздействия на пласт позволяет на 10–15 пунктов повысить коэффициент вытеснения нефти по сравнению с водой той же температуры;

- для условий Усинского месторождения растворы углеаммиакатов концентрацией 1–2 % при температурах 25 °С позволяют на 10–20 пунктов повысить коэффициент вытеснения нефти по сравнению с водой.

2. Добавка азотсодержащих химреагентов в закачиваемый теплоноситель при температурах более 150 °С приводит к их разложению с образованием углекислого газа и щёлочи, что способствует существенному росту нефтеотдачи пласта, ускорению продвижения вытесняющего агента к добывающим скважинам.

3. Для повышения эффективности пароциклических обработок скважин рекомендуется до или после ПЦО закачивать в призабойную зону пласта 10 %-й раствор карбамида или других азотсодержащих растворов.

Расчёт температурного поля пласта при нагнетании в него горячей воды

В нефтяной пласт с целью вытеснения из него нефти закачивается горячая вода. Темп нагнетания горячей воды в скважину $q_{\text{воды}} = 300 \text{ м}^3/\text{сут.}$; толщина пласта $h = 15 \text{ м}$; коэффициент охвата пласта по толщине $\eta_{\text{охв}} = 0,8$; температура горячей воды на забое нагнетательной скважины $T_{\text{заб}} = 180 \text{ °С}$; начальная пластовая температура $T_{\text{пл}} = 25 \text{ °С}$; теплоёмкость пласта и окружающих его пород $c_{\text{пл}} = c_{\text{оп}} = 2,0 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{°К})$; теплоёмкость закачиваемой воды $c_{\text{воды}} = 4,2 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{°К})$; плотность закачиваемой воды $\rho_{\text{воды}} = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$; теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{\text{пл}} = \lambda_{\text{оп}} = 2,32 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{°К})$; температуропроводность пласта и окружающих его пород $\chi_{\text{пл}} = \chi_{\text{оп}} = 1 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{\text{пл}} = \rho_{\text{оп}} = 2500 \text{ кг}/\text{м}^3$; радиус нагнетательной скважины $r_{\text{скв}} = 0,084 \text{ м}$.

Определим количество накопленного в пласте тепла через 5 лет после начала нагнетания в него горячей воды.

Распределение температуры в пласте определим по формуле Ловерье:

$$\frac{T(r,t) - T_{\text{пл}}}{T_{\text{г}} - T_{\text{пл}}} = \text{erfc}(x) \cdot \eta(\tau - \xi); \quad (1)$$

$$x = \frac{\xi}{\sqrt{\frac{c_{\text{пл}} \cdot \rho_{\text{пл}}}{c_{\text{оп}} \cdot \rho_{\text{оп}}} \cdot (\tau - \xi)}}; \quad (2)$$

$$\xi = \frac{4 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{оп}} \cdot r^2}{q_{\text{воды}} \cdot h \cdot \eta_{\text{охв}} \cdot c_{\text{воды}} \cdot \rho_{\text{воды}}}; \quad (3)$$

$$\tau = \frac{4 \cdot \lambda_{nl} \cdot t}{c_{nl} \cdot \rho_{nl} \cdot h^2 \cdot \eta_{oxe}^2}, \quad (4)$$

где $T(r, t)$ – температура пласта на расстоянии от нагнетательной скважины r через время t после начала закачки горячей воды, °C;

$$erfc(x) = 1 - erf(x), \quad (5)$$

где $erfc(x)$ – стандартное обозначение интеграла вероятности ошибок; $\eta(\tau - \xi)$ – единичная функция, которая принимает следующие значения:

$$\begin{aligned} \eta(\tau - \xi) &= 1 \quad \text{при } \tau - \xi > 0; \\ \eta(\tau - \xi) &= 0 \quad \text{при } \tau - \xi \leq 0. \end{aligned} \quad (6)$$

При выводе формулы Ловерье сделаны следующие допущения:

а) теплопроводность пласта по простиранию равна реальной теплопроводности пород, а перпендикулярно к напластованию – бесконечности;

б) теплопроводность окружающих продуктивный пласт пород в вертикальном направлении равна реальной, а в горизонтальном – нулю.

Расстояние, на котором температура отличается от начальной пластовой, определяется исходя из соотношения:

$$\eta = \xi$$

или

$$\frac{4 \cdot \lambda_{nl} \cdot t}{c_{nl} \cdot \rho_{nl} \cdot h^2 \cdot \eta_{oxe}^2} = \frac{4 \cdot \pi \cdot \lambda_{on} \cdot r^2}{q_{воды} \cdot h \cdot \eta_{oxe} \cdot c_{воды} \cdot \rho_{воды}}. \quad (7)$$

Так как по условиям задачи $\lambda_{nl} = \lambda_{on}$, то:

$$r_{np} = \sqrt{\frac{q_{воды} \cdot c_{воды} \cdot \rho_{воды} \cdot t_*}{\pi \cdot c_{nl} \cdot \rho_{nl} \cdot h \cdot \eta_{oxe}}}, \quad (8)$$

где r_{np} – расстояние от нагнетательной скважины, в пределах которого температура отличается от начальной пластовой, м; t_* – время, прошедшее после начала нагнетания горячей воды в скважину, с.

$$r_{np} = \sqrt{\frac{3,4722 \cdot 10^{-3} \cdot 4,2 \cdot 1000 \cdot 1,5768 \cdot 10^8}{3,14 \cdot 2 \cdot 2500 \cdot 15 \cdot 0,8}} = 110,5 \text{ м.}$$

Определим количество накопленного в пласте тепла на расстоянии $r = 20$ м:

$$\tau = \frac{4 \cdot 2,32 \cdot 10^{-3} \cdot 1,5768 \cdot 10^8}{2 \cdot 2500 \cdot 15^2 \cdot 0,8^2} = 2,032;$$

$$\xi = \frac{4 \cdot 3,14 \cdot 2,32 \cdot 10^{-3} \cdot 25^2}{3,4722 \cdot 10^{-3} \cdot 15 \cdot 0,8 \cdot 4,2 \cdot 1000} = 0,0666.$$

Так как теплоёмкость и плотность пласта равны теплоёмкости и плотности окружающих пород, то из формулы (2) следует:

$$x = \frac{0,0666}{\sqrt[3]{2,032 - 0,0666}} = 0,047506;$$

$$T(r = 20 \text{ м}) = T_{nl} + (T_g - T_{nl}) \cdot \operatorname{erfc}(x) = 25 + (180 - 25) \cdot \operatorname{erfc}(0,047506) = \\ = 25 + 155 \cdot 0,9464 = 171,7 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Средняя температура T_{cp} в зоне при $r_{ckв} \leq r \leq 20$ м составит:

$$T_{cp} = \frac{T_g + T(r = 20 \text{ м})}{2}; \\ T_{cp(20)} = \frac{180 + 171,7}{2} = 175,8 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Тогда количество тепла, накопленного в зоне при $r_{ckв} \leq r \leq 20$ м,

$$Q_{тепла} = (r^2 - r_{ckв}^2) \cdot h \cdot \eta_{охв} \cdot (T_{cp(20)} - T_{nl}) \cdot c_{nl} \cdot \rho_{nl}; \\ Q_{тепла} = (20^2 - 0,084^2) \cdot 15 \cdot 0,8 \cdot (175,8 - 25) \cdot 2 \cdot 2500 = 3,62 \cdot 10^9 \text{ кДж}.$$

Используя подобную методику расчётов, можно определить количество тепла, накопленного в каждой зоне пласта. Так, например, для следующей зоны с $\Delta r = 20$ м количество накопленного тепла составит:

$$r_2 = r_1 + \Delta r = 20 + 20 = 40 \text{ м}; \\ \xi = 3,4722 \cdot 10^{-5} \cdot r_2^2 = 3,4722 \cdot 10^{-5} \cdot 40^2 = 0,2664; \\ x = \frac{0,2664}{\sqrt[2]{2,032 - 0,2664}} = 0,200488; \\ T(r = 40 \text{ м}) = 25 + 180 \cdot \operatorname{erfc}(0,200488) = 25 + 180 \cdot 0,77677 = 164,8 \text{ }^\circ\text{C}; \\ T_{cp(40)} = \frac{175,8 + 164,8}{2} = 170,3 \text{ }^\circ\text{C}; \\ Q_{тепла} = (r_2^2 - r_1^2) \cdot h \cdot \eta_{охв} \cdot (T_{cp(40)} - T_{nl}) \cdot c_{nl} \cdot \rho_{nl} = \\ = (40^2 - 20^2) \cdot 15 \cdot 0,8 \cdot (170,3 - 25) \cdot 2 \cdot 2500 = 10,46 \cdot 10^9 \text{ кДж}.$$

Остальные результаты расчётов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчётов

r_i , м	ξ	x	T , $^\circ\text{C}$	T_{cp} , $^\circ\text{C}$	$Q_{тепла}$, 10^9 кДж
20	0,0666	0,047506	171,7	175,8	3,62
40	0,2664	0,200488	164,8	170,3	10,46
60	0,5994	0,500768	137,1	153,7	15,44
80	1,0657	1,083884	93,7	123,7	16,58
100	1,6651	2,747734	32,4	78,0	11,46
110,5	2,0331		25,0	51,5	3,52
Σ					63,19

Таким образом, в пласте будет накоплено $63,19 \times 10^9$ кДж тепла. Следует отметить, что фактическое количество накопленного тепла в продуктивном пласте будет больше, чем рассчитанное по приведённой выше методике, так как часть тепла, уходящего из охваченной части пласта, попадает в те пропластки, которые не охвачены процессом. Такой прогрев пласта способствует увеличению его нефтеотдачи.

Расчёт динамики прогрева пласта при нагнетании в него водяного пара

Нефтяная залежь разрабатывается с применением метода нагнетания пара. Система расстановки скважин – площадная. Темп закачки пара в одну нагнетательную скважину $q_{пара} = 287,7$ тонн/сут.; степень сухости пара на забое нагнетательной сква-

жины $x_{\text{пара}} = 0,6$; скрытая теплота испарения $r_{\text{исп}} = 1250$ кДж/кг; теплоёмкость горячей воды $c_{\text{воды}} = 4,2$ кДж/(кг · °К); температура пара $T_{\text{пара}} = 340$ °С; толщина пласта $h = 45$ м; коэффициент охвата пласта процессом по толщине $\eta_{\text{охв}} = 0,8$; начальная температура пласта $T_{\text{пл}} = 25$ °С; теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{\text{пл}} = \lambda_{\text{оп}} = 2,205$ Вт/(м · °К); плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{\text{пл}} = \rho_{\text{оп}} = 2600$ кг/м³; теплоёмкость пласта и окружающих его пород $c_{\text{пл}} = c_{\text{оп}} = 0,85$ кДж/(кг · °К).

Рассчитаем площадь нагретой части пласта в одном элементе системы расстановки скважин через 1 год после начала нагнетания пара.

Площадь прогретой части пласта определим по формуле Маркса-Лангенгейма:

$$S_{\text{нр}} = \frac{q_{\text{тепла}} \cdot h \cdot \eta_{\text{охв}} \cdot c_{\text{пл}} \cdot \rho_{\text{пл}}}{\Delta T_{\text{пара}} \cdot 4 \cdot \lambda_{\text{оп}} \cdot c_{\text{оп}} \cdot \rho_{\text{оп}}} \cdot \left[\exp(\tau) \cdot \operatorname{erfc} \sqrt{\tau} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\tau}{\pi}} - 1 \right], \quad (9)$$

где $q_{\text{тепла}}$ – темп подачи тепла в пласт, кДж/с;

$$q_{\text{тепла}} = q \cdot x_{\text{пара}} \cdot r_{\text{исп}} + q \cdot c_{\text{воды}} \cdot \Delta T_{\text{пара}}; \quad (10)$$

$$\tau = \frac{4 \cdot \lambda_{\text{оп}} \cdot c_{\text{оп}} \cdot \rho_{\text{оп}} \cdot t}{h^2 \cdot \eta_{\text{охв}}^2 \cdot c_{\text{пл}}^2 \cdot \rho_{\text{пл}}^2}; \quad (11)$$

$$\Delta T_{\text{пара}} = T_{\text{пара}} - T_{\text{пл}}. \quad (12)$$

В методике Маркса-Лангенгейма использованы следующие допущения:

1) теплопроводность пласта в направлении, параллельном напластаванию, равна нулю, а в перпендикулярном – бесконечности;

2) теплопроводность окружающих пород перпендикулярно к пласту равна реальной теплопроводности пород, а параллельно пласту – нулю.

Подставив исходные данные в формулы, получим:

$$\Delta T_{\text{пара}} = 340 - 25 = 315 \text{ °С};$$

$$q_{\text{тепла}} = 6,66 \cdot 0,6 \cdot 1250 + 6,66 \cdot 4,2 \cdot 315 = 13806,18 \text{ кДж/с};$$

$$\tau = \frac{4 \cdot 2,205 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 \cdot 2600 \cdot 3,154 \cdot 10^7}{45^2 \cdot 0,8^2 \cdot 0,85^2 \cdot 2600^2} = 0,097;$$

$$\sqrt{\tau} = 0,3114;$$

$$\operatorname{erfc}(0,3114) = 0,6597.$$

Тогда

$$S_{\text{нр}} = \frac{13806,18 \cdot 45 \cdot 0,8 \cdot 0,85 \cdot 2600}{315 \cdot 4 \cdot 2,205 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 \cdot 2600} \cdot [0,727 + 0,352 - 1] = 14012,62 \text{ м}^2.$$

Сравнивая закачку горячей воды и водяного пара в пласт для повышения нефтеотдачи, следует придерживаться того, что водяной пар имеет большую теплоёмкость по отношению к горячей воде. Поэтому применение закачки пара на Ярегском месторождении целесообразно, а применение закачки горячей воды в скважины допустимо на последних стадиях разработки шахтных блоков.

Выводы и рекомендации

При расчёте температурного поля пласта при нагнетании в него горячей воды выявлено, что в пласте будет накоплено $63,19 \times 10^9$ кДж тепла. Следует отметить, что фактическое количество накопленного тепла в продуктивном пласте будет больше, чем рассчитанное по приведённой выше методике, так как часть тепла, уходящего из охваченной части пласта, попадает в те пропластки, которые не охвачены процессом. Такой прогрев пласта способствует увеличению его нефтеотдачи.

Сравнивая закачку горячей воды и водяного пара в пласт для повышения нефтеотдачи, следует придерживаться того, что водяной пар имеет большую теплоёмкость по отношению к горячей воде и имеет следующие положительные факторы:

- снижение вязкости нефти (основной фактор). Так, при повышении температуры Ярегского пласта с 10 до 70–80 °С вязкость нефти снижается с 12000 до 40 мПа · с, т.е. в 300 раз;

- термоупругое расширение пластовых флюидов;
- снижение коэффициента растворимости газа в нефти, выделение газа и активизация режима растворённого газа, который в ряде случаев становится основным фактором повышения нефтеотдачи;

- интенсификация капиллярной пропитки водой. Установлено существование начальной температуры капиллярной пропитки, ниже которой пропитка не происходит;

- дистилляция нефти паром и смешивающееся вытеснение. В зоне пара происходит испарение лёгких компонентов нефти, которые переносятся вперёд к ненагретым участкам пласта, где конденсируются и участвуют в повышении нефтеотдачи как углеводородный растворитель;

- многие высоковязкие нефти обладают неньютоновской характеристикой, следствием которой является наличие предельного градиента сдвига, ниже которого фильтрация нефти не происходит. Это приводит к образованию в пласте застойных зон, не вовлечённых в процесс нефтеизвлечения. Лабораторные исследования показали, что при увеличении температуры пласта до 70–80 °С неньютоновские свойства нефти вырождаются, что способствует увеличению охвата пласта процессом нефтеизвлечения.

Соотношение роли указанных факторов в нефтеотдаче пласта зависит от свойств коллектора, характеристик нефти, текущего пластового давления, обводнённости залежи к началу применения тепловых методов и др. Поэтому до начала применения тепловых методов необходимо обязательно проводить специальные лабораторные исследования для каждого объекта по изучению роли всех факторов, участвующих в повышении нефтеотдачи пласта. Только с учётом этих исследований могут быть разработаны эффективные технологии разработки. Проектируемые технологии должны быть основаны на создании таких термобарических условий в пласте, при которых максимально используются наиболее важные факторы, вносящие основной вклад в нефтеотдачу.

Несмотря на то, что пар, как и вода, прорывается по трещинам, пористая часть пласта успевает эффективно прогреваться за счёт теплопроводности, благодаря высокой энтальпии пара. При применяемых на месторождении параметрах закачиваемого пара (давление 0,2–0,5 МПа) его теплосодержание в 4–5 раз превышает теплосодержание воды той же температуры, что и пар. По мере прогрева пласта через трещины резко активизируется режим растворённого газа за счёт:

- термического расширения свободного газа;
- выделения газа из нефти благодаря снижению пластового давления и превышению коэффициента растворимости газа при увеличении температуры;
- уменьшения фильтрационных сопротивлений движению нефтегазовой смеси в результате снижения вязкости нефти.

Поэтому применение закачки пара на Ярегском месторождении целесообразно, а применение закачки горячей воды в скважины допустимо на последних стадиях разработки шахтных блоков.

Литература

1. Рузин Л.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин. – Ижевск : Ижевский институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.
2. Анализ технологий теплового воздействия на пласты высоковязких нефтей месторождения Узень / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 100–123.
3. Бязров Р.Р. Экологически безопасная технология повышения эффективности добычи высоковязкой нефти для объектов с опережающим обводнением / Р.Р. Бязров, Д.Г. Подопри-

- гора // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых тяжёлых нефтей: Материалы всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) (08–10 декабря 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – С. 34–37.
4. Ежиков Р.А. Техногенное воздействие на атмосферу при добыче и использовании углеводородов / Р.А. Ежиков, С.И. Шиян, А.Н. Безуглый, Л.Г. Кусова // Referatotech: Материалы II Международной научно-практической конференции : в 2 т. (23 октября 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – Т. 1. – С. 168–173.
 5. Калинин С.А. Результаты лабораторных исследований влияния диоксида углерода на разработку пермокарбоневой залежи Усинского месторождения / С.А. Калинин, О.А. Морозюк, К.С. Костерин, С.П. Подойницын // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 1. – С. 28–35.
 6. Коноплёв Ю.П. 80 лет добычи нефти на Ярегском месторождении высоковязкой нефти / Ю.П. Коноплёв, И.В. Герасимов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – С. 30–32.
 7. Анализ эффективности проведения геолого-технических мероприятий на скважинах Кыртаельского месторождения / А.А. Ладенко, Д.В. Щелканов, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Успехи современного естествознания. – 2022. – № 5. – С. 95–103.
 8. Мехоношин В.А. Анализ текущего состояния и эффективности применяемых технологий разработки Лыаельской площади Ярегского месторождения / В.А. Мехоношин, О.В. Савенок // Инновационные технологии в производстве строительных материалов и конструкций: сборник научных трудов Международного симпозиума (27–28 ноября 2020 года, г. Ташкент). – Ташкент : Ташкентский архитектурно-строительный институт, 2020. – С. 276–282.
 9. Нвизуг-Би Л.К. Анализ методов разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 1. – С. 168–188.
 10. Нестеренко С.А. Перспектива разработки сложнопостроенных залежей высоковязкой нефти / С.А. Нестеренко, Ж.П.С. Нуэмб, О.В. Савенок // Проблемы геологии и освоения недр: труды Девятого международного симпозиума им. М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 60-летию Победы советского народа над фашизмом в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (11-15 апреля 2005 года, г. Томск). – Томск : Томский политехнический университет, 2005. – С. 121–122.
 11. Никитин М.Н. Изучение реологических свойств тяжёлой высоковязкой нефти Ярегского месторождения / М.Н. Никитин, П.Д. Гладков, А.В. Колонских, А.В. Петухов, А.И. Михеев // Записки Горного института. – 2012. – Т. 195. – С. 73–77.
 12. Нор М.А. Источники нагревающего микроклимата при разработке месторождений высоковязких нефтей термощахтным способом / М.А. Нор, Е.В. Нор, Н.Д. Цхадая // Записки Горного института. – 2017. – Т. 225. – С. 360–363.
 13. Осипов Н.А. Борьба с осложнениями при эксплуатации скважин Лыаельской площади Ярегского месторождения / Н.А. Осипов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 144–160.
 14. Подковыркин А.А. Анализ эффективности применения тепловых методов с целью извлечения высоковязкой нефти / А.А. Подковыркин, Е.У. Сафиуллина // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 133–140.
 15. Раупов И.Р. Повышение нефтеотдачи пласта на месторождениях высоковязкой и сверхвязкой нефти / И.Р. Раупов, Ю.А. Сытник // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 7(127). – С. 14–22.
 16. Рогачёв М.К. Исследование вязкоупругих и тиксотропных свойств нефти Усинского месторождения / М.К. Рогачёв, А.В. Колонских // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 7. – № 1. – С. 37–42.
 17. Савенок О.В. Анализ разработки пермокарбоневой залежи Усинского месторождения с применением теплоносителей / О.В. Савенок, Г.В. Кусов // ГеоИнжиниринг. – 2007. – № 2. – С. 86–94.
 18. Савенок О.В. Геологические особенности освоения трудноизвлекаемых залежей / О.В. Савенок // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – № 8. – С. 130–135.

References

1. Ruzin L.M. Technological principles of development of deposits of abnormally viscous oils and bitumens / L.M. Ruzin, I.F. Chuprov, O.A. Morozyuk, S.M. Durkin. – Izhevsk : Izhevsk Institute of Computer Research, 2015. – 480 p.
2. Analysis of technologies of thermal impact on formations of high-viscosity oils of the Uzen field / D.A. Berezovsky, G.V. Kusov, M.G. Shakhmelikyan, E.L.V. Kumbe // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 3. – P. 100–123.

3. Byazrov R.R. Environmentally friendly technology for increasing the efficiency of high-viscosity oil production for facilities with advanced flooding / R.R. Byazrov, D.G. Podoprigora // Problems of geology, development and operation of fields, transportation and processing of hard-to-recover heavy oils: Proceedings of the All-Russian scientific and technical conference (with international participation) (December 8–10, 2021, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – P. 34–37.
4. Ezhikov R.A. Technogenic impact on the atmosphere during hydrocarbon production and use / R.A. Ezhikov, S.I. Shiyani, A.N. Bezugly, L.G. Kusova // Referatotech: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference : in 2 vol. (October 23, 2021, Krasnodar). – Krasnodar : OOO Izdatelskiy Dom – Yug, 2022. – Vol. 1. – P. 168–173.
5. Kalinin S.A. Results of laboratory studies of the effect of carbon dioxide on the development of the Permian-Carboniferous deposit of the Usinskoye field / S.A. Kalinin, O.A. Morozyuk, K.S. Kosterin, S.P. Podoyunitsyn // Subsoil use. – 2021. – Vol. 21. – № 1. – P. 28–35.
6. Konoplev Yu.P. 80 years of oil production at the Yaregskoye high-viscosity oil field / Yu.P. Konoplev, I.V. Gerasimov // Oil industry. – 2017. – № 7. – P. 30–32.
7. Analysis of the efficiency of geological and technical measures at wells of the Kyrtayelskoye field / A.A. Ladenko, D.V. Shchelkanov, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Successes of modern natural science. – 2022. – № 5. – P. 95–103.
8. Mekhonoshin V.A. Analysis of the current state and efficiency of the applied technologies for the development of the Lyaelskaya area of the Yaregskoye field / V.A. Mekhonoshin, O.V. Savenok // Innovative technologies in the production of building materials and structures: collection of scientific papers of the International Symposium (November 27–28, 2020, Tashkent). – Tashkent : Tashkent Institute of Architecture and Civil Engineering, 2020. – P. 276–282.
9. Nvizug-Bi L.K. Analysis of methods for developing high-viscosity oil and natural bitumen deposits // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2018. – № 1. – P. 168–188.
10. Nesterenko S.A. Prospects for the development of complex deposits of high-viscosity oil / S.A. Nesterenko, J.P.S. Nuemb, O.V. Savenok // Problems of Geology and Subsoil Development: Proceedings of the Ninth International Symposium named after M.A. Usov of Students and Young Scientists, dedicated to the 60th Anniversary of the Victory of the Soviet People over Fascism in the Great Patriotic War of 1941–1945 (April 11–15, 2005, Tomsk). – Tomsk : Tomsk Polytechnic University, 2005. – P. 121–122.
11. Nikitin M.N. Study of the rheological properties of heavy high-viscosity oil from the Yaregskoye field / M.N. Nikitin, P.D. Gladkov, A.V. Kolonskikh, A.V. Petukhov, A.I. Mikheev // Notes of the Mining Institute. – 2012. – Vol. 195. – P. 73–77.
12. Nor M.A. Sources of heating microclimate during the development of high-viscosity oil fields using the thermal mine method / M.A. Nor, E.V. Nor, N.D. Tskhadaya // Notes of the Mining Institute. – 2017. – Vol. 225. – P. 360–363.
13. Osipov N.A. Combating complications during operation of wells of the Lyaelskaya area of the Yaregskoye field / N.A. Osipov, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2021. – № 3. – P. 144–160.
14. Podkovyrkin A.A. Analysis of the efficiency of using thermal methods to extract high-viscosity oil / A.A. Podkovyrkin, E.U. Safiullina // Science. Technology. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2022. – № 2. – P. 133–140.
15. Raupov I.R. Enhancement of oil recovery at high-viscosity and extra-viscous oil fields / I.R. Raupov, Yu.A. Sytnik // Business magazine Neftegaz.RU. – 2022. – № 7(127). – P. 14–22.
16. Rogachev M.K. Study of viscoelastic and thixotropic properties of oil from the Usinskoye field / M.K. Rogachev, A.V. Kolonskikh // Oil and Gas Business. – 2009. – Vol. 7. – № 1. – P. 37–42.
17. Savenok O.V. Analysis of the development of the Permian-Carboniferous deposit of the Usinskoye field using heat carriers / O.V. Savenok, G.V. Kusov // GeoEngineering. – 2007. – № 2. – P. 86–94.
18. Savenok O.V. Geological features of the development of hard-to-recover deposits / O.V. Savenok // Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal). – 2013. – № 8. – P. 130–135.