УДК 622.276.652

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА II ПЛАСТ II БЛОКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАТАНГЛИ

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THE STEAM-THERMAL EFFECT ON II RESERVOIR II BLOCK OF THE KATANGLI FIELD

Шахмеликьян Менас Георгиевич
студент-магистрант,
Институт нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
menaciche@gmail.com

Хайдара Мохамед Брехима
студент,
Институт нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
yohapitt82@gmail.com

Ганга Иванов Адриану Табита
студент,
Институт нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет,
Ivanovganga1@gmail.com

Shakhmelikyan Menas Georgiyevich
Undergraduate student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
menaciche@gmail.com

Haidara Mohamed Brehima
Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
yohapitt82@gmail.com

Ganga Ivanov Adrianou Tabitha
Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
Ivanovganga1@gmail.com

Аннотация. В статье приводится анализ существующего состояния разработки и основные показатели добычи нефти. Показано описание применяемых методов повышения нефтеотдачи на месторождении, анализ применения паротепловой обработки скважины. Выполнен расчёт экономической эффективности применения теплового метода на месторождении в целом. В результате проведённой работы был произведён анализ эффективности теплового воздействия на пласт месторождения Катангли, рассчитаны различные способы повышения эффективности теплового воздействия, а также возможность снижения себестоимости при проведении теплового воздействия.

Ключевые слова: методы теплового воздействия на пласт; закачка в пласт горячих теплоносителей; создание внутрипластового подвижного очага горения; циклическая тепловая обработка призабойной зоны пласта; характеристика тепловых методов повышения нефтеотдачи пластов; метод паротепловой обработки скважины; передвижная парогенераторная установка.

Annotation. The article analyzes the existing state of development and the main indicators of oil production. A description of the methods used to improve oil recovery in the field, an analysis of the application of steam-thermal treatment of the well is shown. The calculation of the economic efficiency of the application of the thermal method at the field as a whole is performed. As a result of the work carried out, an analysis of the effectiveness of the thermal impact on the layer of the Katangli deposit was made, various methods for increasing the efficiency of the thermal impact, as well as the possibility of reducing the cost of heat treatment were calculated.

Keywords: methods of thermal impact on the reservoir; injection of hot heat carriers into the reservoir; creation of an in-situ mobile combustion source; cyclic thermal treatment of bottomhole formation zone; characteristics of thermal methods for enhanced oil recovery; the method of steam-heat treatment of the well; mobile steam generator set.

Нефтяное месторождение Катангли расположено на восточном побережье Северного Сахалина в 250 км к югу от г. Охи – центра нефтяной и газовой промышленности острова. В административном отношении оно входит в Ногликский район Сахалинской области.

Ближайшими месторождениями являются: нефтяное месторождение Уйглекуты, примыкающее с севера непосредственно к Катанглийскому; нефтегазовое месторождение Набиль, расположенное в 20 км к юго-востоку; нефтегазоконденсатное месторождение Монги, находящееся в 60 км севернее и газонефтяное месторождение Восточное Даги, расположенное в 70 км к северо-западу. Обзорная карта размещения месторождений северного Сахалина и шельфа приведена на рисунке 1.

Рисунок 1 – Обзорная карта размещения месторождений северного Сахалина и шельфа

Методы теплового воздействия на пласт

Эти методы являются перспективными для добычи высоковязкой нефти и нефти с неньютоновскими свойствами. Однако существуют месторождения с такими условиями залегания и свойствами нефти, при которых тепловые методы воздействия могут оказаться единственными, допускающими промышленную разработку.

Если пластовая температура равна или близка к температуре начала кристаллизации парафина в пластовых условиях, то вытеснение нефти холодной водой приведёт к охлаждению пласта, выпадению парафина и закупорке пор, что усилится при сильной послойной неоднородности пласта. Нагнетаемая холодная вода, быстро продвигаясь по наиболее проницаемому прослою, станет источником охлаждения выше и ниже залегающих менее проницаемых прослоев. Охлаждение приведёт в лучшем случае к загустению нефти, а в худшем – к выпадению растворённых парафинов в твёрдую фазу и консервации запасов нефти в пропластках. Указанные особенности свойств нефти и сильная послойная неоднородность пласта могут привести к получению значительного эффекта при закачке в такой пласт теплоносителя. В этом случае горячая вода (или пар), проникая по хорошо проницаемому прослою, будет прогревать выше- и нижезалегающие слои пласта, что приводит к снижению вязкости нефти и способствует более полному извлечению запасов.

Методы теплового воздействия на пласт перспективны как методы увеличения нефтеотдачи пластов и как едва ли не единственный способ добычи высоковязкой нефти и битумов. Различают следующие основные виды тепловых методов:

1) закачка в пласт горячих теплоносителей (вода и пар);
2) создание внутрипластового подвижного очага горения;
3) циклическая тепловая обработка призабойной зоны пласта.

Если первые два технологических процесса относятся к методам воздействия на пласт, то последний имеет большее отношение к методам воздействия на призабойную зону пласта. Наилучшие теплоносители среди технически возможных – вода и пар. Это объясняется их высокой энтальпией (теплосодержанием на единицу массы). Вообще теплосодержание пара выше, чем воды, однако с увеличением давления они приближаются друг к другу.

С увеличением давления нагнетания преимущества пара по сравнению с водой уменьшаются, если их оценивать только с позиций количества вводимой в пласт теплоты. Это также указывает на то, что наибольшая эффективность достигается при закачке пара в неглубокие скважины, когда требуются низкие давления. Следует иметь в виду, что теплосодержание единицы объёма пара меньше, чем воды, и особенно при низких давлениях. Однако приёмистость нагнетательных скважин при закачке пара выше, чем при закачке воды, вследствие меньшей вязкости пара.

При движении горячей воды по трубопроводам и пласту происходит её охлаждение. При движении пара такого снижения температуры не происходит благодаря скрытой теплоте парообразования и изменению его сухости.

Состояние разработки месторождения Катангли

Разработка месторождения долгое время осуществлялась без опоры на какой-либо проектный документ. К настоящему моменту по этому месторождению имеется, как минимум, 4 проекта разработки. Слабым звеном в реализации всех схем является неудовлетворительное пароснабжение системы нагнетания. Наиболее эффективным и более применяемым методом была паротепловая обработка призабойной зоны пластов.

Паротепловое воздействие на пласт: основной способ паротеплового воздействия на нефтяной пласт представляет собой закачку расчётного объёма теплоносителя через нагнетательные скважины, создание тепловой оторочки и последующее продвижение её по пласту в сторону добывающих скважин закачиваемой холодной водой.

Механизм извлечения нефти из пласта при нагнетании в него горячего рабочего агента основывается на изменениях свойств нефти и воды, содержащихся в пласте, в результате повышения температуры. С повышением температуры вязкость нефти, её плотность и межфазовое отношение понижаются, а упругость паров повышается, что благоприятно влияет на нефтеотдачу.

В качестве рабочего агента применяются преимущественно водяной пар и горячая вода. Они характеризуются высокой удельной теплоёмкостью и хорошими нефтевытесняющими способностями.

Нефтяной пласт в процессе закачки пара нагревается, в первую очередь, за счёт использования скрытой теплоты парообразования. При этом пар, распространяясь по первому пространству, конденсируется. Дальнейший прогрев пласта осуществляется уже за счёт использования теплоты горячего конденсата, в результате чего последний охлаждается до начальной температуры пласта.

При вытеснении нефти паром имеет место улучшение испарения углеводородов за счёт снижения их парциального давления. Снижение парциального давления связано с наличием в зоне испарения паров воды. Из остаточной нефти испаряются лёгкие компоненты и переносятся к передней границе паровой зоны, где они снова конденсируются и растворяются в нефтяном валу, образуя оторочку растворителя, которая обеспечивает дополнительное увеличение нефтеотдачи.

При паротепловом воздействии (ПТВ) в пласте образуются три характерные зоны: зона вытеснения нефти паром; зона горячего конденсата, где реализуется механизм вытеснения нефти водой в неизотермических условиях, и зона, не охваченная тепловым воздействием, где происходит вытеснение нефти водой пластовой температуры. Процессы, происходящие в каждой из этих зон, испытывают взаимное влияние. Увеличение нефтеотдачи при тепловом воздействии по сравнению с извлечением нефти путём закачки холодной воды объясняется действием трёх основных факторов: улучшением подвижности нефти и воды, улучшением проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте и тепловым расширением пластовых систем. Фактическая дополнительная нефтеотдача за счёт перегонки паром будет определяться составом нефти.

Увеличение нефтеотдачи пласта при закачке пара достигается за счёт снижения вязкости нефти, что способствует улучшению охвата пласта воздействием, за счёт расширения нефти, перегонки её паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения.

Вязкость нефти резко снижается с увеличением температуры, особенно в интервале 20–80 °С. Так как дебит нефти обратно пропорционален её вязкости, то производительность скважин может быть увеличена в 10–30 раз и более.

Наиболее высокая скорость снижения вязкости отмечается при начальном увеличении температуры. При достижении определённой температуры снижение вязкости замедляется. Высоковязкие нефти со значительной плотностью обладают большим темпом снижения вязкости. С повышением

температуры вязкость нефти уменьшается более интенсивно, чем вязкость воды, что также благоприятствует повышению нефтеотдачи.

Снижение вязкости нефти при её подогреве ведёт к увеличению коэффициента подвижности нефти, что оказывает существенное влияние на коэффициент охвата пласта вытесняющим агентом, как по толщине пласта, так и по площади.

В процессе закачки пара нефть в зависимости от состава может расширяться, за счёт чего появляется дополнительная энергия для вытеснения пластовых жидкостей. При вытеснении легкоиспаряющейся нефти высокотемпературным паром более лёгкие фракции нефти переходят в паровую фазу, т.е. возможна перегонка нефти. В более холодной зоне пласта эти фракции конденсируются, образуя впереди паровой зоны вал растворителя или смешивающийся вал. Увеличению нефтеотдачи при ПТВ могут способствовать эффект газонапорного режима, изменение относительных проницаемостей и подвижностей и др. Влияние отдельных факторов на нефтеотдачу при вытеснении нефти паром оценивается следующим образом: за счёт снижения вязкости нефти, эффекта термического расширения, эффекта дистилляции, эффекта газонапорного режима, эффекта увеличения подвижностей.

С целью повышения эффективности процесса и рационального использования внесённого в пласт тепла (после создания тепловой оторочки, составляющей 0,6–0,8 порового объёма пласта) оторочку продвигают к забоям добывающих скважин ненагретой водой путём закачки её в те же нагнетательные скважины.

Как заводнение процесс вытеснения нефти паром предусматривает непрерывное нагнетание пара в пласт. По мере продвижения через пласт пар нагревает породу и содержащуюся в нём нефть и вытесняет её по направлению к добывающим скважинам.

Эффективность процесса вытеснения нефти теплоносителем зависит от термодинамических условий пласта, свойств пластовых жидкостей, пористой среды, применяемой технологии и других факторов и может изменяться в широких пределах.

На механизм вытеснения жидкости существенно влияют поверхностные свойства системы «нефть – вода – порода». С повышением температуры уменьшается толщина адсорбционного слоя поверхностно-активных молекул нефти на поверхности поровых каналов, в результате чего проницаемость пласта для нефти увеличивается.

Основой для развернувшихся в середине 80-х годов прошлого века работ по внедрению тепловых методов в промышленных масштабах была уточнённая Технологическая схема разработки месторождения 1985 года. Согласно этому документу, предполагалось охватить ТМВП 8 эксплуатационных объектов в I–III тектонических блоках, причём приоритет отдаётся двум блокам, разрабатывавшимся на режиме истощения – II и III. Предусматривается создание паровой оторочки в 0,7 от поровых объемов с последующей прокачкой ненагретой воды. При этом спустя 65 лет после начала процесса закачки пара предполагалось достижение нефтеотдачи в 0,598. Основные показатели:

- максимум добычи нефти на 35-м году – 240 тыс. тонн;
- максимум закачки пара на 34-м году – 871 тыс. тонн;
- максимум закачки воды на 43-м году – 2245 тыс. тонн.

За весь период разработки добыча нефти составит 7238 тыс. тонн. Суммарная закачка пара за 35 лет – 19210 тыс. тонн. Максимальный дебит 1 скважины достигается на 11-й год и составит 1,66 тонн/сут. Темп нагнетания принимается 40 тонн/сут. при сухости пара на забое нагнетательной скважины 0,5. Годовой объём закачки в среднем составит 650 тыс. тонн. В качестве источника пара планировалось использование парогенераторов УППГ-9/120. При условии, что плотность сетки составит 500 м2/скв., предполагалось бурение 296 скважин, в том числе 42 – нагнетательные.

Если бурение скважин проходило достаточно слаженно и планомерно, то объёмы применения и эффективность тепловых методов оставляют желать лучшего. С 1990 года началось падение нефтедобычи после заметного роста во второй половине 80-х годов. Первопричина – отсутствие надёжного источника пара. Поэтому Технологическая схема 1985 года была в 1991 году пересмотрена, и выработан новый документ.

В нём предусматривалось, если принять во внимание II вариант, обеспечить достижение максимальной закачки пара в объёме 626 тыс. тонн на 15-й год, начиная с 1992 года, причём средний уровень в 620 тыс. тонн достигается уже на второй год. Темп закачки – 80 тонн/сут. при сухости пара 0,3.

В 1992 году удалось приостановить падение в нефтедобыче из залежей месторождения Катангли. Уровни добычи нефти стабилизировались на отметке 73–75 тыс. тонн.

Как уже упоминалось, уровни добычи нефти и закачки пара, предусмотренные Технологической схемой, не выполняются. Согласно последнего проектного документа, в 1995 году необходимо было извлечь 109 тыс. тонн нефти при закачке пара в объёме 620 (max) тыс. тонн от УПГ-50. Фактические уровни оказались значительно меньшими. Причина известна – нехватка пара.

Рост добычи нефти в 2011 году по залежи II пласта III блока обусловлен вводом новых пробуренных скважин и вводом под тепловое воздействие новых элементов нагнетания пара. Удалось увеличить добычу нефти по I пласту I и II блоков, II пласту II блока за счёт перевода паронагнетательных

скважин под закачку воды для продвижения паровой оторочки, увеличились отборы жидкости, по залежам наблюдается избыточное давление.

По месторождению Катангли в 2012 году удалось достичь уровня добычи нефти – 162,613 тыс. тонн (суточная добыча нефти – 445 тонн/сут.), что составляет выше планового на 5,663 тыс. тонн. Прирост добычи нефти от теплового воздействия на пласт и закачки воды для продвижения паровой оторочки составил – 94,606 тыс. тонн, что выше планового на 1,606 тыс. тонн.

В 2013 году по месторождению достигнутый уровень добычи нефти составил 173,795 тыс. тонн (суточная добыча нефти – 476 тонн/сут.), прирост от воздействия на пласт составил 98,211 тыс. тонн, что выше планового на 2,911 тыс. тонн.

Всего за период 2014 года объём добытой нефти составил 188,224 тыс. тонн, что более чем на 14,429. тыс. тонн больше уровня 2013 года. С 2012 года по 2014 год годовая закачка пара составляла 844,0 тыс. тонн.

Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 87,6 % (2013 год) и в 2014 году составила – 87,9 %. На постепенный рост процента обводнённости сказывается внедрение процесса проталкивания паровой оторочки закачкой подтоварной воды по четырём объектам (I пласт I и II блоков, II пласт II блока и III пласт II блока).

В 2014 году на баланс была принята из бурения 1 скважина после проведения ПТО по определению герметичности заколонного пространства. Обустроено и введено в эксплуатацию 11 новых нефтяных скважин, из них 1 скважина из наблюдательного фонда, две скважины из поглотительного фонда, 6 скважин – из консервации (ранее пробуренный фонд). В нагнетательном фонде изменения произошли за счёт перевода в нагнетательный фонд 1 скважины из нефтяного фонда. Динамика действующего фонда скважин приведена на рисунке 2.

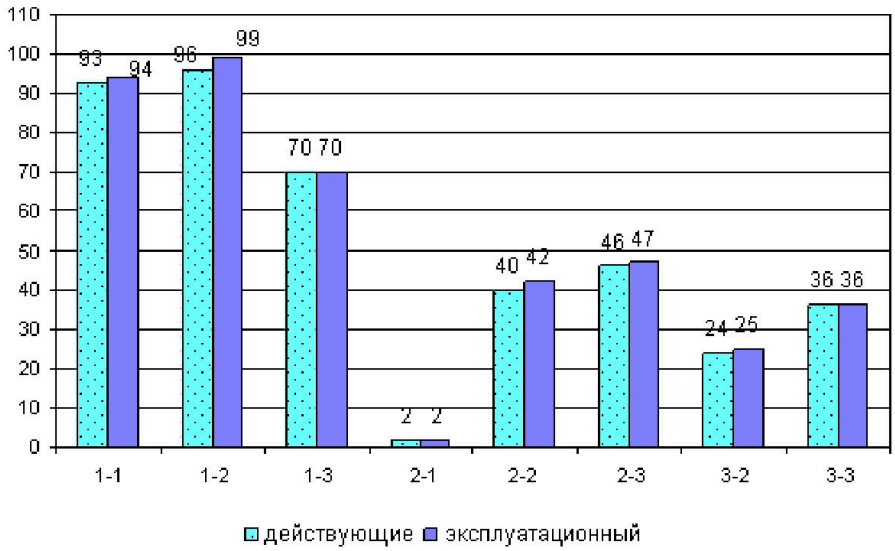


Рисунок 2 – Динамика действующего и эксплуатационного фонда скважин месторождения Катангли (на конец 2014 года)

Однако в разработке месторождения по-прежнему не устранены существенные проблемы. К разряду хронических уже можно отнести вопрос обеспечения необходимой сухости пара. Коэффициент сухости остаётся низким, не выше 0,45. По сути, ведётся нагнетание агента, близкого по своим параметрам к горячей воде. Это не только снижает эффективность процесса, но создаёт угрозу гидроразрыва пластов и при перекомпенсации закачкой отборов не исключает возможность выбросов.

По всем объектам, за исключением I блока, хотя и в разной степени, происходит рост пластового давления (статических уровней, избыточного давления на устье скважины), отмечены случаи переливов скважин жидкостью. Особенно эти процессы интенсифицировались по полям нагнетания I, II и III пластов II блока, где перешли на проталкивание паровой оторочки закачкой воды по I пласту III блока. При этом отборы жидкости по элементам нагнетания отстают от оптимально необходимых уровней.

Следующей проблемой остаётся значительное число простаивающих скважин, включая бездействующие. Основная причина – низкий МРП из-за интенсивного образования песчаных пробок.

Таким образом, на момент начала 2015 года эксплуатационный фонд скважин составляет 415 скважины. Из них в действующем фонде:

- дающие нефть – 393 скважины;
- простаивающие – 14 скважин;

- бездействующий фонд – 8 скважин;
- наблюдательный фонд – 10 скважин;
- поглотительный фонд – 12 скважин;
- скважины, находящиеся в консервации, – 61 скважина;
- скважины, находящиеся в ожидании ликвидации, – 6 скважин;
- ликвидированные скважины – 243 скважины;
- всего фонд нефтяных скважин – 753 скважины;
- нагнетательный фонд – 113 скважин;
- всего общий фонд скважин составляет – 866 скважин.

В данный момент под закачкой пара находятся 59 скважин. Как правило, воздействие скважин, находящихся под ПТО, приходится на весь куст: 1 нагнетательная скважина и 3–5 эксплуатационных. Также для поддержания пластового давления используют нагнетательные скважины под закачку технической пластовой воды – 23 скважины. Средняя обводнённость месторождения составляет 86–89 %, а на некоторых скважинах и 99 %.

Так как месторождение находится на последней стадии разработки, то скважины эксплуатируются искусственным способом, а именно штанговыми глубинными насосами (ШГН) и винтовыми насосами. По состоянию на начало 2015 года скважины, эксплуатирующиеся способом ШГН, насчитываются в количестве 378 шт., винтовыми насосами – в количестве 21 шт. На скважинах, способ эксплуатации которых ШГН, используют насосы типа НН2Б-57 и НН2Б-44 (в зависимости на каком режиме работает скважина) и на устье скважин используются станки-качалки типа СКД-3. Так как на месторождении добываемая продукция вязкая нефть, то на нём был внедрён и способ эксплуатации винтовыми насосами, т.к. винтовые насосы лучше работают в условиях вязких нефтей (на устье устанавливается редуктор типа РВВ-200-20 или ПСРЦВ-200-20 с электродвигателем). Существуют также и трудности при извлечении продукции из скважин. В основном это пескопроявления скважин, что приводит к образованию песчаных пробок в стволе скважин и уменьшению межремонтного периода скважин. Винтовые насосы намного лучше выносят песок из скважины, но т.к. на скважинах данного месторождения маленькие глубины (100–200 м), то песчаные пробки образуются быстрее, чем на скважинах, эксплуатирующихся способом ШГН.

Также для борьбы с пескопроявлениями на скважинах производят крепление призабойной зоны цементно-алюминиевой стружкой (ЦАС) и карбамидной смолой (Крепитель-М). Данные методы являются наиболее дорогостоящими и производятся в основном в летний период.

Обоснование применения метода повышения нефтеотдачи пласта

Месторождение Катангли характеризуется относительно мощными нефтяными пластами (18–35 м), залегающими на сравнительно небольшой глубине 80-150 м и насыщенными тяжёлой высоковязкой нефтью. Месторождение разрабатывалось длительное время в режиме истощения. Попытки интенсифицировать разработку путём заводнения оказались неэффективными вследствие быстрых прорывов воды. Наличие высоковязкой нефти, незначительная глубина залегания и небольшая мощность пластов обусловили возможность успешного применения на месторождении тепловых методов воздействия, которые основаны на благоприятном изменении физических свойств пластовых флюидов и коллектора при введении в пласт тепловой энергии и увеличении температуры.

Характеристика тепловых методов повышения нефтеотдачи пластов

Тепловое воздействие на пласт связано с вводом в пласт тепловой энергии, повышением температуры и улучшением условий перемещения нефти, что, в конечном итоге, должно привести к увеличению степени извлечения нефти. Существенной особенностью процесса является то, что теплоперенос и массоперенос в нефтяном пласте происходит с разными скоростями, что тепловой фронт обычно отстаёт от фронта вытеснения.

Указанные особенности требуют рассчитывать изменения температурного поля в пласте, учитывать его влияние на фильтрационные характеристики флюидов и на характер вытеснения нефти из пористой среды. При расчёте процесса необходимо также учитывать теплопотери в стволе и в самом нефтяном пласте.

Необходимость учёта теплопотерь при движении теплоносителя по стволу скважины выдвигает требования ограничения глубины залегания объекта. На месторождении Катангли глубина залегания II пласта II блока – до 150 м.

Следовательно, использование тепловой энергии при нагнетании в пласт теплоносителей улучшается с сокращением путей фильтрации и с увеличением толщины самого пласта. Это накладывает дополнительные требования к толщине объекта и влияет на выбор системы расположения и плотности размещения нефтяных скважин.

В процессе нагнетания теплоносителя в пласт образуется 2 зоны: зона, охваченная тепловым воздействием, и зона, неохваченная тепловым воздействием. Температурная обстановка в пласте оказывает решающее значение на механизм вытеснения нефти. Так, в зоне, не охваченной тепловым

воздействием, реализуется механизм вытеснения нефти водой в изотермических условиях. В зоне горячего конденсата реализуется механизм вытеснения нефти в неизотермических условиях при изменении температуры от температуры насыщенного пара до температуры начальной пластовой зоны. В зоне пара реализуется механизм вытеснения нефти паром. Процессы в каждом из указанных выше зон взаимосвязаны. Увеличение нефтеотдачи при тепловом воздействии по сравнению с извлечением нефти путём закачки холодной воды объясняется действием трёх основных факторов: улучшением отношения подвижностей нефти и воды, улучшением проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте и тепловым расширением пластовых систем.

На механизм извлечения нефти оказывают влияние процессы, происходящие в зоне пара. В этой зоне главным дополнительным фактором является перегонка нефти паром, заключающаяся в дистилляции относительно лёгких компонентов оставшейся в этой зоне нефти. Фактическая дополнительная нефтеотдача за счёт перегонения паром будет определяться составом нефти.

Эффективность вытеснения нефти паром определяется величиной остаточной нефтенасыщенности в зоне пара. Величина остаточной нефтенасыщенности в зоне пара определяется термическими и дистилляционными свойствами нефти, а также температурой пара (величина остаточной нефтенасыщенности для Катангли 17 %).

Технология добычи нефти с помощью термического метода можно разделить на два этапа:

1) создание тепловой оторочки;
2) перемещение по пласту паровой оторочки.

Определяющим значением эффективности метода является необходимый размер тепловой оторочки, т.е. первоначальный прогрев пласта.

Характеристика агентов для применения метода

Для осуществления закачки пара и воды в необходимых объёмах на месторождении Катангли, кроме существующих парогенерирующих 2 установок (В-4000), построено УПГ-9/120 с общей производительностью 780 тыс. тонн.

С целью продвижения тепловой оторочки используется подтоварная вода. Подтоварная вода не содержит примесей и компонентов, отрицательно влияющих на промысловое оборудование, состояние нефтяного пласта и окружающей среды.

Обоснование метода для месторождения Катангли

При определении пригодности залежи для успешной разработки рассматриваемым методом необходимо учитывать: свойства пластовых жидкостей, глубину залегания, толщину нефтяного пласта и неоднородность, свойства нефтесодержащего коллектора и окружающих пород, насыщенность порового пространства пластовыми жидкостями, особенности геологического строения. В таблице 1 приведена сравнительная характеристика для паротепловой обработки.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика для ПТО

Параметры	Рекомендуемые	Фактические по месторождению Катангли	II пласт II блок
Глубина залегания, м	до 700–1000	50–250	150
Мощность пласта, м	более 6–10	16–25	24,4
Пористость, %	более 18	30–33	32
Проницаемость, мД	более 100	более 950	588
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	более 50	1500–3600	1650
Плотность пластовой нефти, г/см^3	более 0,880	0,936	0,937
Нефтенасыщенность к началу процесса, %	более 40	54,6–65,7	64
Угол наклона, град.	не ограничен	10	10

Как видно из таблицы 1, геологические параметры отвечают критериям выбора объекта (II пласта II блока) для применения тепловых методов.

В таблице 2 приведены исходные геолого-физические характеристики II пласта месторождения Катангли.

Учитывая высокую вязкость, было рекомендовано внутриконтурное нагнетание теплоносителя.

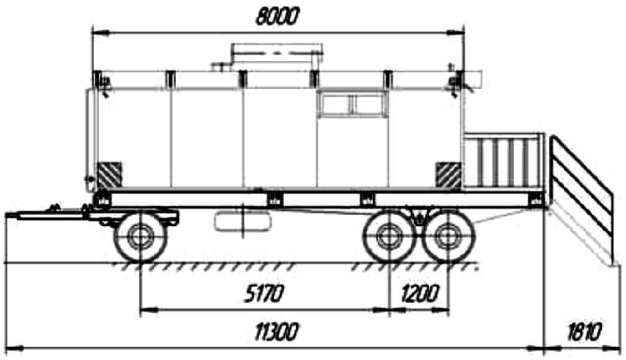
Отечественный опыт применения метода нагнетания пара показывает, что метод осуществляется повсеместно по системе площадного размещения нагнетательных и эксплуатационных скважин. Площадное нагнетание обосновывается необходимостью рассредоточения теплового воздействия на возможно большой объём залежи высоковязкой нефти с целью интенсификации разработки.

Из площадных систем, учитывая большое значение отношения вязкости нефти и вытесняющих агентов, наиболее рациональной является обращённая семиточечная система, обеспечивающая максимальный охват по площади. Учитывая это положение, были предложены варианты с размещением скважин с плотностью эксплуатационной сетки 500 м^2, 700 м^2, 1000 м$_2$ (утверждён был вариант 500 м^2).

Таблица 2 – Исходные геолого-физические характеристики II пласта месторождения Катангли

Параметры	II пласт
Средняя глубина залегания, м	22–84
Тип залежи	массивно-пластовая, тектонически экранированная, водоплавающая
Площадь нефтеносности, тыс. м^2	1248
Средняя нефтенасыщенная толща, м	11–26
Пористость, доли ед.	0,31
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,63–0,72
Проницаемость, мкм^2	0,554
Пластовая температура расчётная, °С	3,0–9,5
Пластовое давление расчётное, МПа	2,4–16,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	313
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см^3	0,936–0,937
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,01
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,32–1,62
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см^3	1,000–1,004

Метод паротепловой обработки скважины (ПТО) наиболее эффективен при площадном нагнетании пара в пласт и затем проталкиванием паровой оторочки холодной водой. В результате обработки скважины улучшаются коллекторские свойства призабойной зоны пласта. ПТО скважин на месторождении Катангли проводится с помощью передвижных парогенераторных установок (ППУ) (рис. 3).



Основные характеристики:	
Расчётное давление пара, МПа (кгс/см^2)	0,065 (0,65)
Расчётная температура перегретого пара, °С	115
Паропроизводительность, кг/час	315
Поверхность нагрева, м^2	10
Ёмкость котла водяной рубашки, м^3	0,59
паровой, м^3	0,065
Применяемый продукт горения	дизтопливо

Рисунок 3 – Схема передвижной парогенераторной установки (ППУ)

В результате парообработки призабойной зоны пласта дебит скважины увеличился с 2,0 м^3/сут. до 4,3 м^3/сут. При этом продолжительность работы скважины с повышенным дебитом скважины составил 230,5 сут., что привело к получению дополнительных 991 м^3 жидкости.

Проанализировав всё вышеизложенное, можно сделать следующий вывод: нагнетание пара во II блоке II пласта месторождения Катангли мало эффективно, но всё же его необходимо продолжать, т.к. на сегодняшний день это является единственным действенным и доступным методом интенсификации добычи высоковязкой нефти месторождения Катангли.

Данный расчёт был сделан по техническим характеристикам парогенераторной установки и фактическим данным по геологическим условиям II пласта II блока месторождения Катангли. Но судя по реальным данным, на данном участке месторождения, например, для скважины № 729 годовой прирост скважинной продукции после паротепловой обработки составляет 431 м^3 в год, для скважины № 782 составляет 560 м^3 в год. Дебиты данных скважин составляют 2–3 м^3 в сутки, что соизмеримо с рассмотренной и рассчитанной скважиной, все геологические условия остаются постоянными. Из причин ухудшения результативности парозакачек можно выделить основную – это несоблюдение технологических требований к получаемому пару, а именно: по проектной документации степень сухости пара должна достигать 0,8 долей единиц, а на деле она не превышает и 0,46. Данная степень сухости пара говорит о том, что в пласт фактически закачивается сильно разогретая вода с паром, что полностью рушит всю теорию по обработке призабойной зоны пласта с целью увеличения нефтеотдачи. Причиной этого может служить износ оборудования и нехватка средств для его замены.

При площадном вытеснении нефти из пластов паром в сочетании с заводнением необходимо вести постоянный контроль как за нагнетанием рабочих агентов в пласты, так и за отборами вытесняемой пластовой жидкости. Необходим также контроль за распределением тепловых потоков в пласте по мощности и по площади. Контроль и регулирование за нагнетанием рабочих агентов выражается в

обеспечении учёта суточного и суммарного расхода пара и холодной воды, и поддержании этих параметров в заданных проектом размерах.

Необходимо вести контроль за параметрами нагнетания: температурой и давлением закачки рабочих агентов. Замер осуществляется ежесуточно непосредственно на устье нагнетательных скважин. Контроль за суточными отборами нефти и воды по эксплуатационным скважинам осуществляется не реже 2–3 раз в неделю.

Кроме того, проводятся замеры на содержание песка и механических примесей в добываемой продукции и его фракционного состава. Замеры дебита жидкости по скважинам проводятся в комплексе с замерами температуры на устье добывающих скважин.

При подземных ремонтах, связанных с подъёмом глубинного оборудования, в обязательном порядке осуществляется замер температуры на забое скважины и ремонтные уровни. При необходимости проводится снятие термопрофиля. Замеры температуры жидкости, пластовой температуры по эксплуатационным добывающим скважинам и наблюдательным дает возможность контролировать охват теплового воздействия по площади.

Контроль за тепловым охватом по толщине пласта проводится по специальному плану для проведения глубинных исследований. Этот план включает снятие профилей приёмистости и термопрофилей.

Внедрение эксцентричных планшайб позволяет проводить глубинные исследования (снятие профилей притока) по эксплуатационным добывающим скважинам для уточнения охвата тепловым воздействием по мощности и для решения задач, связанных с разработкой месторождения.

Оценка экономической эффективности паротеплового воздействия на месторождении Катангли

Расчёты экономической эффективности паротеплового воздействия (ПТВ) на пласт выполнены с применением «Методики определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений».

Годовой экономический эффект новой техники (технологии) представляет собой суммарную экономию всех производственных ресурсов (живого труда, материалов, капитальных затрат), которую получает предприятие в результате использования новой техники или применения прогрессивной технологии. Результаты проведённых расчётов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта годового экономического эффекта от применения ПТВ

Показатель	до проведения	после проведения
Добыча нефти, тыс. тонн	98,21	173,79
Себестоимость добычи, руб./т	6274	4300
Расход пара, тыс. тонн		844,0
Экономический эффект, тыс. руб.		284546,64
в том числе прирост чистой прибыли		216272,44

От применения данного метода экономический эффект составит 284546,64 тыс. руб., в т.ч. прирост чистой прибыли 216272,44 тыс. руб. Данный метод – один из перспективных методов добычи высоковязких нефтей, несмотря на значительные затраты такого реагента как пар.

Литература:

1. Годовой геологический отчёт по месторождениям НГДУ Катанглинефтегаз.
2. Годовой отчёт технико-экономических показателей НГДУ Катанглинефтегаз.
3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1998. – 365 с.
4. Геологическое строение и подсчёт запасов нефти и газа месторождения Катангли (по состоянию на 1 января 1986 года).
5. Отчёт о научно-исследовательской работе. Разработать технологию заканчивания скважин в условиях паротеплового воздействия на пласт. Договор № 23-88. – Оха, 1990.
6. Анализ эффективности теплового воздействия на пласт месторождения Катангли [Электронный ресурс]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ad79a5c43b88521306d27_0.html
7. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
8. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
11. Антониади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. – М. : Недра, 1995. – 314 с.

12. Аржанов Ф.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г., Бекух И.И. Термические методы воздействия на нефтяные пласты. Справочное пособие. – М. : Недра, 1995. – 192 с.
13. Антониади Д.Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами. – М. : Недра, 1998. – 304 с.
14. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
15. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

References:

1. The annual geological report on fields of NGDU Katanglineftegaz.
2. Annual report of technical and economic indicators of NGDU Katanglineftegaz.
3. Zheltov Yu.P. Development of oil fields. – M. : Nedra, 1998. – 365 p.
4. A geological structure and calculation of reserves of oil and gas of the field of Katangli (as of January 1, 1986).
5. Report on research work. To develop technology of completion of wells in the conditions of steam impact on layer. Contract № 23–88. – Okh, 1990.
6. Analysis of efficiency of thermal impact on layer of the field of Katangli [An electronic resource]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ad79a5c43b88521306d27_0.html
7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes. – Krasnodar : Publishing house – South, 2011. – V. 1. – 348 p.
8. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes. – Krasnodar : Publishing house – South, 2011. – V. 2. – 348 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – South, 2012–2015. – V. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes: manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2013–2014. – V. 1–4.
11. Antoniadi D.G. Scientific bases of development of oil fields by thermal methods. – M. : Nedra, 1995. – 314 p.
12. Arzhanov F.G., Garushev A.R., Ishkhanov V.G., Bekukh I.I. Thermal methods of impact on oil layers. Handbook. – M. : Nedra, 1995. – 192 p.
13. Antoniadi D.G. Increase in oil recovery of layers by gas and steam-gas methods. – M. : Nedra, 1998. – 304 p.
14. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 576 p.