

**Казанский Федеральный Университет**  
**Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов**  
**Kazan Federal University,**  
**Department of oil & gas technology and carbon materials**  
**Российское газовое общество**  
**Russian Gas Society**

**Интенсификация притока за счет паротеплового воздействия на  
призабойную зону пласта на примере месторождения Катангли. Часть 2**  
**Stimulation of the inflow due to the steam-thermal effect on the bottomhole  
formation zone on the example of the Katangli field. Part 2.**

**Алзамили Хуссейн Кхамиеес, Alzamily Hussain Khamiyes**

**Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich**

бакалавр кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов  
кандидат технических наук, доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных  
материалов, Член Экспертного совета Российского газового общества (РГО), и.о.  
руководителя группы «Водородная и альтернативная РГО, профессор РАЕ

E-mail: kemalov@mail.ru, [kemalov@mail.ru](mailto:kemalov@mail.ru)

**Аннотация** Обеспечение высоких коэффициентов нефтеотдачи и поддержание высоких темпов добычи нефти невозможно без разработки новых, более современных методов воздействия на нефтяной пласт и призабойную зону скважин. В работе содержится анализ эффективности разработки паротепловым воздействием на II пласт II блока на месторождении Катангли: выбор оптимального размера закачки пара по скважинам, анализ и наблюдение за степенью вытеснения нефти из пласта. Также предлагается применить новый метод на исследуемом объекте - закачка карбамида в паронагнетательные скважины, с целью увеличения нефтеотдачи пласта.

**Abstract:** Ensuring high oil recovery factors and maintaining high rates of oil production is impossible without the development of new, more modern methods of influencing the oil reservoir and the bottomhole zone of wells. The paper contains an analysis of the effectiveness of the development of steam-thermal impact on the II reservoir of the II block at the Katangli field: the choice of the optimal size of steam

injection by wells, analysis and monitoring of the degree of oil displacement from the reservoir. It is also proposed to apply a new method on the object under study - the injection of urea into steam injection wells, in order to increase the oil recovery of the reservoir.

**Ключевые слова:** интенсификация, нефть, приток, пласт

**Keywords:** stimulation, oil, inflow, formation

### **Введение (Introduction)**

В настоящее время во многих нефтедобывающих странах разработаны и получили широкое практическое применение методы повышения нефтеотдачи пластов, позволяющие достичь наиболее полного нефтеизвлечения, чем при обычном заводнении. Для извлечения высоковязкой нефти, залегающей на небольших глубинах, получили широкое распространение тепловые методы воздействия на нефтяные пласты (закачка перегретого пара, горячей воды, внутрипластовое горение). Наиболее изученным и внедрённым в нефтяную практику является метод закачки пара. Существенным недостатком паротеплового воздействия на нефтяной пласт является высокая энергоёмкость этого метода. Поскольку топливно-энергетические затраты в основном определяются геолого-техническими условиями месторождений, основной резерв в снижении себестоимости дополнительно извлекаемой нефти может заключаться в разработке методов интенсификации паротеплового воздействия.

Значительная часть нефти месторождения Катангли обладает большой плотностью и вязкостью, что сильно сказывается на режиме разработки данного месторождения. Долгие годы разработка месторождения шла на естественном режиме.

В 1968-1969 гг. на месторождениях Сахалина были начаты работы по опытно-промышленному внедрению паротепловых методов воздействия на пласты в сочетании с заводнением. Внедрение нового метода разработки дало возможность существенно увеличить извлекаемые запасы нефти. С 1969 года производится закачка пара, а с 1984 года под тепловое воздействие задействованы залежи нефти II блока, наибольшая нефтеотдача на данный момент 32,9 %.

## **1. Технологическая часть**

### **1.1 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 приведет 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 приведет в лучшем случае к загустению нефти, а в худшем - к выпадению растворенных парафинов в твердую 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:

- А. Закачка в пласт горячих теплоносителей (вода и пар).
- Б. Создание внутрипластового подвижного очага горения.
- В. 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 объема пара меньше, чем воды, и особенно при низких давлениях. Однако приемистость нагнетательных скважин при закачке пара выше, чем при закачке воды, вследствие меньшей вязкости пара.

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

## **1.2 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 расчетного объема теплоносителя через нагнетательные скважины, создание тепловой оторочки

и последующее продвижение ее 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, ее 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 теплоемкостью и хорошими нефтewытесняющими способностями.

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

При вытеснении нефти паром имеет место улучшение испарение углеводородов за счет снижения их парциального давления. Снижение парциального давления связано с наличием в зоне испарения паров воды. Из остаточной нефти испаряются легкие 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 путем закачки холодной воды, объясняется действием трех основных факторов: улучшением подвижности нефти и воды, улучшением проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте и тепловым расширением пластовых систем. Фактическая дополнительная нефтеотдача за счет перегонки паром будет определяться составом нефти.

Увеличение нефтеотдачи пласта при закачке пара достигается за счет снижения вязкости нефти, что способствует улучшению охвата пласта воздействием, за счет расширения нефти, перегонки ее 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 ее 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 определенной 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 ее подогреве ведет 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 счет чего появляется дополнительная энергия для вытеснения

пластовых жидкостей. При вытеснении легкоиспаряющейся нефти высокотемпературным паром более легкие 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 счет снижения вязкости нефти, эффекта термического расширения, эффекта дистилляции, эффекта газонапорного режима, эффекта увеличения подвижностей.

С целью повышения эффективности процесса и рационального использования внесенного в пласт тепла (после создания тепловой оторочки, составляющей 0,6-0,8 порового объема пласта) оторочку продвигают к забоям добывающих скважин ненагретой водой путем закачки ее 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 нем нефть и вытесняет ее по направлению к добывающим скважинам.

Эффективность процесса вытеснения нефти теплоносителем зависит от термодинамических условий пласта, свойства 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 работ по внедрению тепловых методов в промышленных масштабах была уточненная Технологическая схема разработки месторождения 1985 г. Согласно этому документу предполагалось охватить ТМВП 8 эксплуатационных объектов в I-III тектонических блоках, причем приоритет отдается 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.т,
- максимум закачки пара на 34-м году - 871 тыс. т
- максимум закачки воды на 43-м году - 2245 тыс. т,

За весь период разработки добыча нефти составит 7238 тыс.т. Суммарная закачка пара за 35 лет - 19210 тыс.т. Максимальный дебит 1 скважины достигается на 11-й год и составит 1,66 т/сут. Темп нагнетания принимается 40 т/сут. при сухости пара на забое нагнетательной скважины 0,5. Годовой объем закачки в среднем составит 650 тыс.т. В качестве источника пара планировалось использование парогенераторов УППГ - 9/120. При условии, что плотности сетки составит 500 м<sup>2</sup>/скв., предполагалось бурение 296 скважин, в том числе 42 - нагнетательные.

Если бурение скважин проходило достаточно слаженно и планомерно, то объемы применения и эффективность тепловых методов оставляют желать лучшего. С 1990 г. началось падение нефтедобычи, после заметного роста во второй половине 80-х годов. Первопричина - отсутствие надежного источника пара. Поэтому тех схема 1985 г. была в 1991 году пересмотрена и выработан новый документ. В нем предусматривалось, если принять во внимание II



вариант, обеспечить достижение максимальной закачки пара в объеме 626 тыс.т. на 15-й год, начиная с 1992 г., причем средний уровень в 620 тыс.т. достигается уже на второй год. Темп закачки - 80 т/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.т (рис. 3). Как уже упоминалось, уровни добычи нефти и закачки, пара предусмотренные Технологической схемой не выполняются. Согласно последнего проектного документа, в 1995 г. необходимо было извлечь 109 тыс.т нефти при закачке пара в объеме 620 (max) тыс.т. от УПГ-50. Фактические уровни оказались значительно меньшими. Причина известна - нехватка пара.

Рост добычи нефти в 2014 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 счет перевода паронагнетательных скважин под закачку воды для продвижения паровой оторочки, увеличились отборы жидкости, по залежам наблюдается избыточное давление.

По месторождению Катангли в 2015 году удалось достичь уровня добычи нефти -162,613 тыс.т. (суточная добыча нефти - 445 т/сут.), что составляет выше планового на 5,663 тыс.т.. Прирост добычи нефти от теплового воздействия на пласт и закачки воды для продвижения паровой оторочки составил - 94,606 тыс.т., что выше планового на 1,606 тыс.т.

В 2016 году по месторождению достигнутый, уровень добыче нефти составил 173,795 тыс.т. (суточная добыча нефти - 476 т/сут.), прирост от воздействия на пласт составил 98,211 тыс. т., что выше планового на 2,911 тыс. т.

Всего за период 2017 года объем добытой нефти составил 188,224 тыс. т, что более чем на 14,429. тыс. т больше уровня 2016 года. С 2015 года по 2017 год годовая закачка пара составляла 844,0 тыс.т.

Обводненность добываемой продукции увеличилась до 87.6 % (2016 г.) и в 2017 году составила - 87,9 %. На постепенный рост процента обводненности сказывается внедрение процесса проталкивания паровой оторочки закачкой подтоварной воды по четырем объектам (I пласт I и II блоков, II пласт II блока и III пласт II блока).

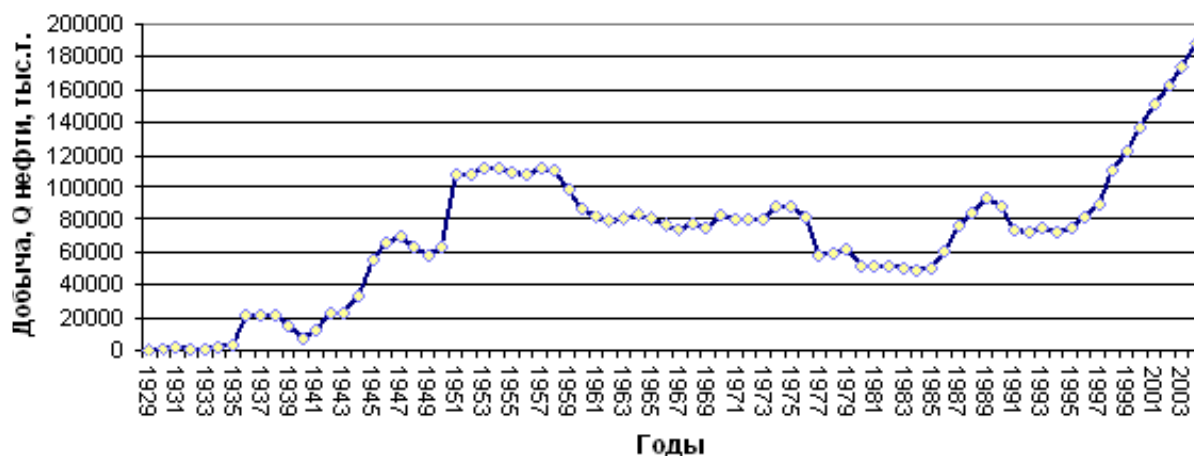


Рисунок 1 - Динамика добычи нефти по месторождению Катангли

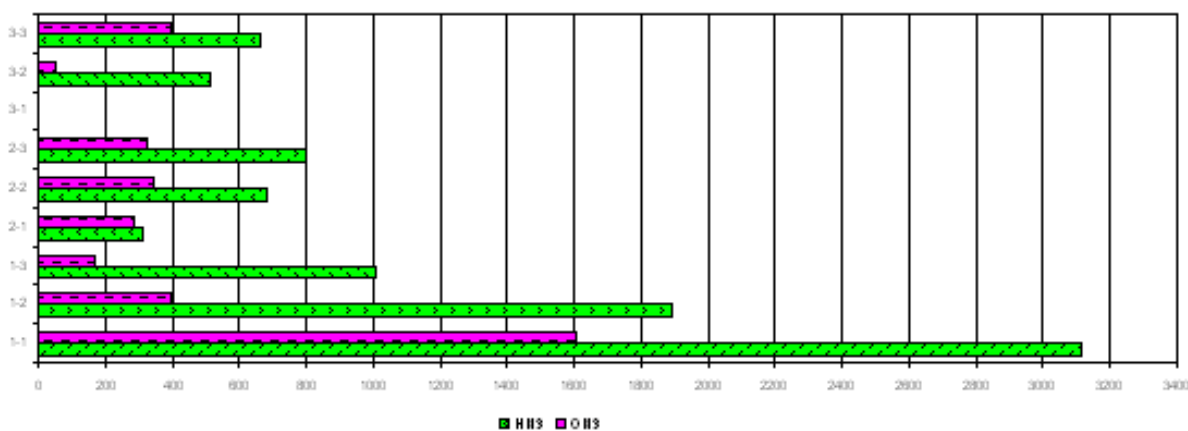


Рисунок 2 - Распределение запасов нефти по залежам месторождения Катангли на 1 января 2017 года

В 2017 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 счет перевода в нагнетательный фонд 1 скважины из нефтяного фонда.

Динамика действующего фонда скважин приведена на рис. 3. Однако в разработке месторождения по-прежнему не устранены существенные проблемы. К разряду хронологическим уже можно отнести вопрос обеспечения необходимой сухости пара. Коэффициент сухости остается низким, не выше 0,45, по сути, ведется нагнетание агента, близкого по своим параметрам горячей воде. Это не только снижает эффективность процесса, но создает угрозу гидроразрыва пластов и, при перекомпенсации закачкой отборов, не исключает возможность выбросов.

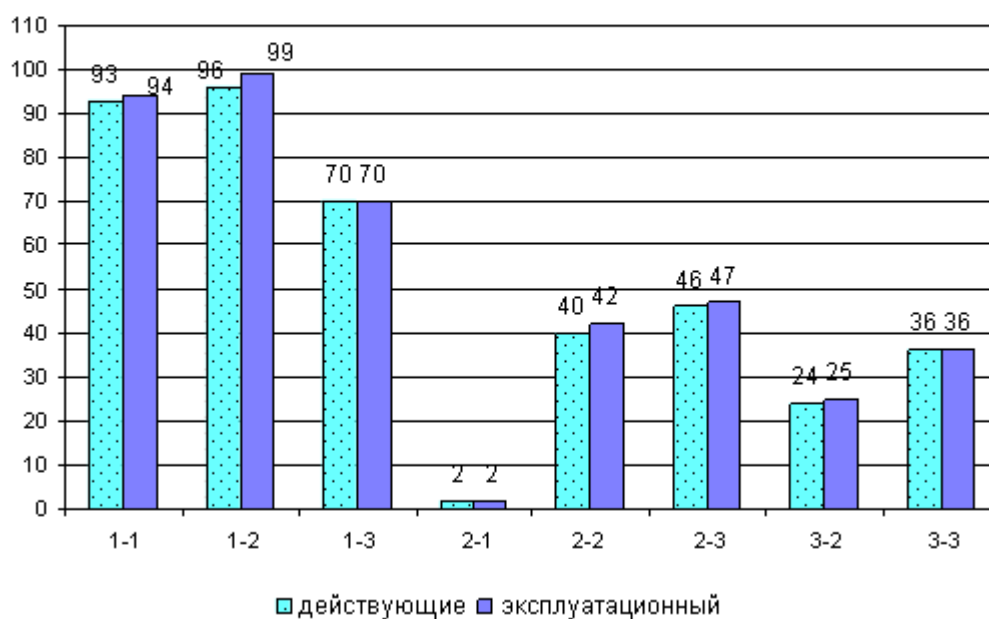


Рисунок 3 - Динамика действующего и эксплуатационного фонда скважин месторождения Катангли (на конец 2017 года)

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 остается значительное число простаивающих, включая бездействие, скважин. Основная причина - низкий МРП из-за

интенсивного образования песчаных пробок. Таким образом, на момент начала 2018 г. эксплуатационный фонд скважин составляет 415 скважины. Из них в действующем фонде (табл. 5):

- дающие нефть - 393 скважины;
- простаивающие - 14 скважин,
- бездействующий фонд - 8 скважин;
- наблюдательный фонд - 10 скважин;
- поглотительный фонд - 12 скважин;
- скважины, находящиеся в консервации - 61 скважин;
- скважины, находящиеся в ожидании ликвидации - 6 скважин;
- ликвидированные скважины - 243 скважины;
- всего фонд нефтяных скважин - 753 скважины;
- нагнетательный фонд - 113 скважин, из них:
- всего общий фонд скважин составляет - 866 скважин.

Таблица 1 - Динамика фонда скважин по месторождению Катангли

Фонд скважин	на 01.01.97 г.	на 01.01.98 г.	на 01.01.99 г.	на 01.01.00 г.	на 01.01.01 г.	На 01.01.02 г.	На 01.01.03 г.	На 01.01.04 г.	На 01.01.05 г.
Эксплуатационный	285	298	323	366	377	406	393	422	415
Действующие	211	204	267	308	344	393	373	407	407
Дающие продукцию	185	162	240	290	328	385	343	392	393
Простаивающие	26	42	27	18	16	8	30	15	14
Бездействующие	74	92	53	52	32	11	20	15	8
В ожидании освоения	0	2	3	6	16	0	0	0	0
В консервации	118	125	122	108	108	80	86	60	61

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 обводненность 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 глубинными штанговыми насосами (ШГН) и винтовыми насосами. По состоянию на начало 2018 года скважины эксплуатирующиеся способом ШГН насчитывается 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. Т.к. на месторождении добываемая продукция вязкая нефть, то на нем был внедрен 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 песконесучесть 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-алюминевой стружкой (ЦАС) и карбамидной смолой (Крепитель-М). Данные методы являются наиболее дорогостоящими и производятся в основном в летний период.

## **2. 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 тяжелой высоковязкой нефтью. Месторождение разрабатывалось длительное время в режиме истощения. Попытки интенсифицировать разработку путем 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.

Далее будут рассмотрены основные характеристики по месторождению, и в частности по II пласту II блока, для подтверждения необходимости применения данного метода.

### **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 отстает 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 расчете процесса необходимо также учитывать теплотери в стволе и в самом нефтяном пласте.

Необходимость учета теплотерь 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, 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 путем закачки холодной воды, объясняется действием трех 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 легких компонентов оставшейся в этой зоне нефти. Фактическая дополнительная нефтеотдача за счет 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 (величиной 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, то есть первоначальный прогрев пласта.

### **Характеристика агентов для применения метода**

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

Таблица 2 - Характеристика ЦПГ-60

Показатели	УПГ
Паропроизводительность, т/ч	9
Давление рабочее, кгс/см <sup>2</sup> (Мпа)	60-120 (5,88-11,8)
Температура насыщения пара, °С	324
Степень сухости пара	0,8
Вид топлива	Газ
Расход топлива, нм <sup>3</sup> /час	750
Мощность электродвигателей, кВт	200

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



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.

Таблица 3 - Сравнительная таблица 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 <sup>3</sup>	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 2 геологические параметры отвечают критериям выбора объекта (II пласта II блока) для применения тепловых методов.

Таблица 4 - Исходные геолого-физические характеристики II пласта месторождения Катангли [1, 2, 4]

Параметры	II пласт
Средняя глубина залегания, м	22-84
Тип залежи	массивно-пластовая, тектонически экранированная, водоплавающая
Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	1248
Средняя нефтенасыщенная толща, м	11-26
Пористость, доли ед.	0,31
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,63-0,72
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,554
Пластовая температура расчетная, °С	3-9,5

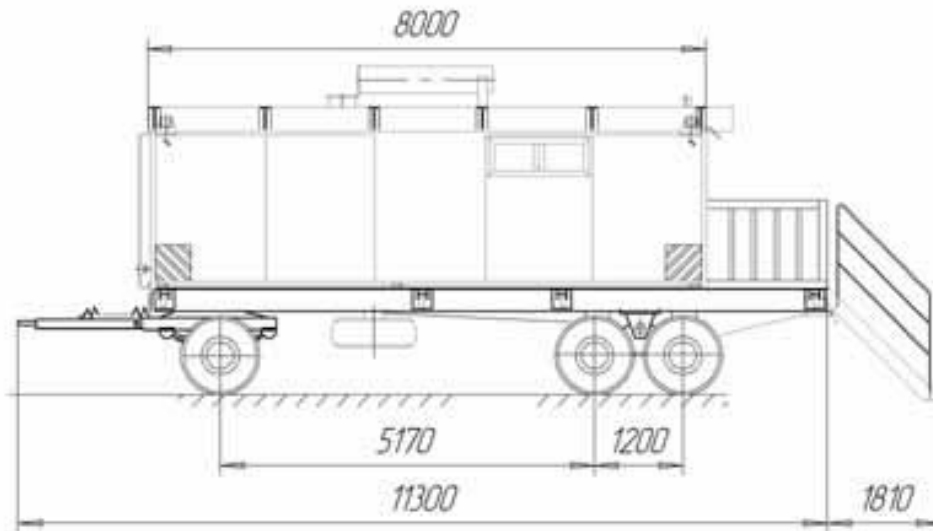
Пластовое давление расчетное, МПа	2,4-16,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	313
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup>	0,936-0,937
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,01
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,32-1,62
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup>	1,000-1,0040

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 объем залежи высоковязкой нефти с целью интенсификации разработки.

Из площадных систем, учитывая большое значение отношения вязкости нефти и вытесняющих агентов, наиболее рациональной является обращенная семиточечная система, обеспечивающая максимальный охват по площади. Учитывая это положение, были предложены варианты с размещением скважин с плотностью эксплуатационной сетки 500 м<sup>2</sup>, 700 м<sup>2</sup>, 1000 м<sup>2</sup>, утвержден был вариант - 500 м<sup>2</sup>.

В ВКР приводится расчет паротепловой обработки скважины (ПТО). Этот метод 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).



**Основные технические данные:**

Расчетное давление пара, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,065 (0,65)
Расчетная температура перегретого пара, °С	115
Паропроизводительность, кг/час	315
Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	10
Емкость котла водяной рубашки, м <sup>3</sup>	0,59
паровой, м <sup>3</sup>	0,065
Применяемый продукт горения,	дизтопливо

Рисунок 4 - Схема передвижной парогенераторной установки (ППУ)

Расчёт процессов нагнетания горячего теплоносителя при обработке призабойной зоны пласта. Методика расчета нагнетания горячего теплоносителя при обработке ПЗС:

Удельный расход сухого пара:

$$q'_{\text{п}} = \frac{q_{\text{п}}}{h} \frac{\text{кг}}{\text{ч}}, \quad (1)$$

Число парогенераторов:

$$n = \frac{q_{\text{п}}}{q_{\text{пг}}}, \quad (2)$$

Плотность влажного насыщенного пара

$$\rho_{\text{пт}} = \frac{1}{\frac{X}{\rho_{\text{сн}}} + \frac{1-X}{\rho_{\text{в}}}} \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad (3)$$

Коэффициент, характеризующий удельную энтальпию пласта

$$\varphi = \pi \cdot \left[ m \cdot (1 - S_B) \cdot \rho_{\text{нп}} \cdot X + (1 - m) \cdot c'_{\text{ск}} \cdot \frac{t_{\text{к}} - t_{\text{пл}}}{r} + m \cdot S_B \cdot c'_B \cdot \frac{t_{\text{к}} - t_{\text{пл}}}{r} \right], \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (4)$$

Продолжительность нагнетания пара в скважину находим из номограммы по рассчитанным  $q'_{\text{п}}, \text{г}$

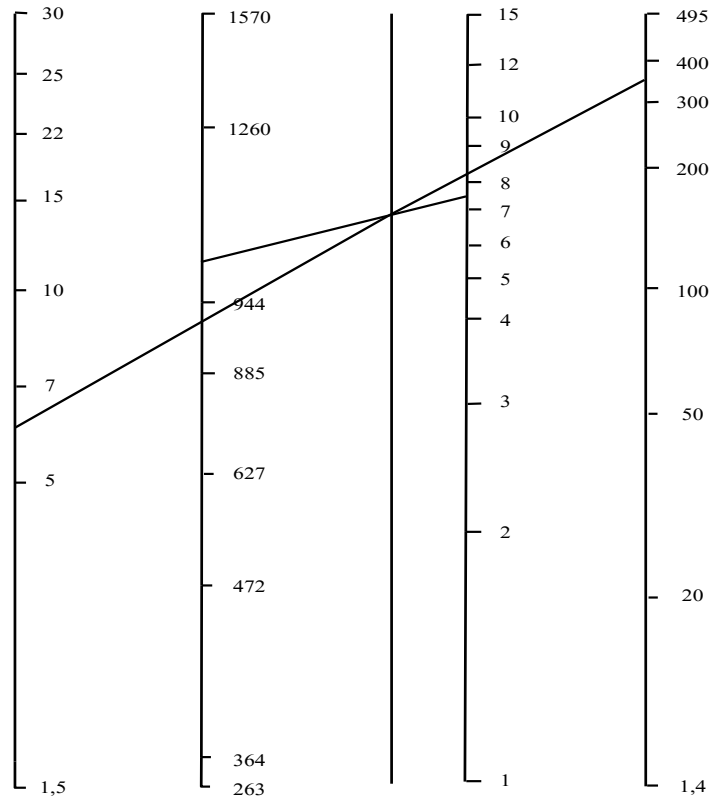


Рисунок 5 - Номограмма продолжительности нагнетания пара  $\tau_{\text{п}}$  в скважину  $\tau_{\text{п}} = 7,2$  сут.

Продолжительность выдержки (конденсации пара)

$$\Delta\tau = \frac{r \cdot \rho_{\text{нп}}^2 \cdot m^2 \cdot r_{\tau}^2}{3,6 \cdot \lambda \cdot (t_{\text{п}} - t_{\text{к}}) \cdot \rho_{\text{ск}}} \quad (5)$$

Коэффициент  $k = \frac{q_{cp}}{q_0}$  находим по графику, по числовым значениям  $\frac{r_e}{r_c}$  и  $\ln \frac{r_e}{r_c}$ .

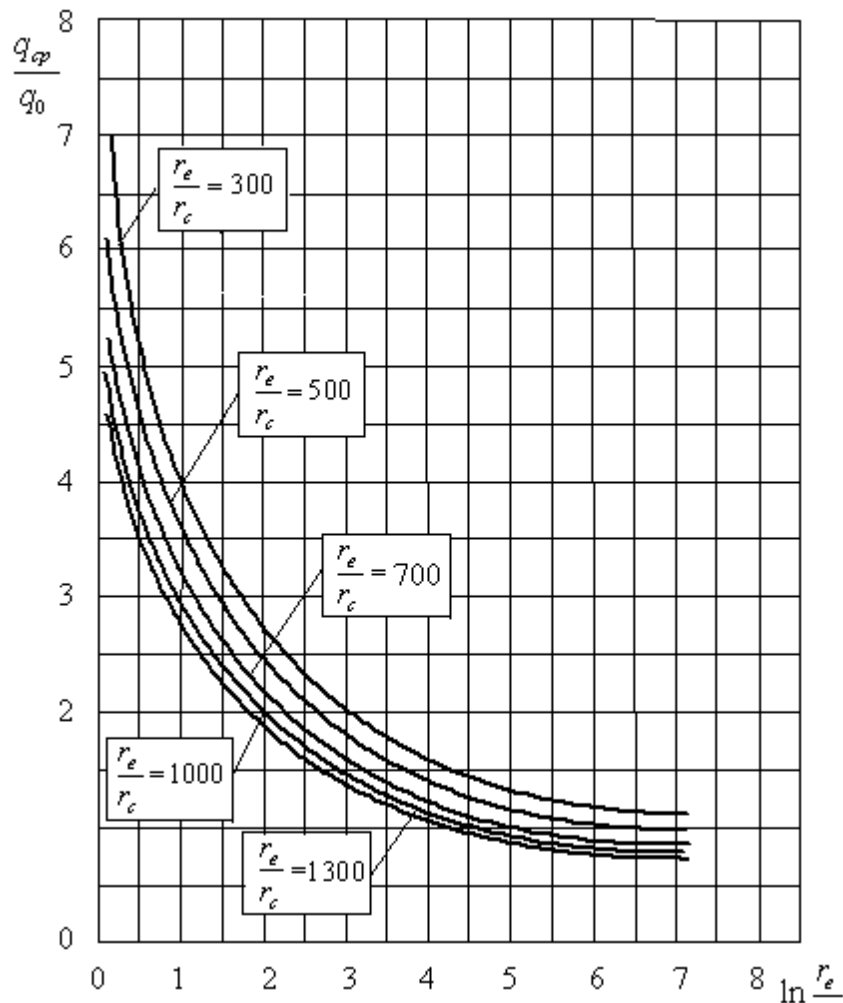


Рисунок 6 - График определения коэффициент  $k$   $k=1,75$

Средний дебит жидкости после паротепловой обработки

$$Q_{cp} = k \cdot q_0 \cdot \frac{m^3}{сут} \quad (6)$$

Продолжительность работы скважины на повышенном дебите, полученном в результате обработки скважины

$$\tau'_{эф} = \frac{\pi \cdot r^2 \cdot h \cdot c'_{п}}{q_{cp} \cdot c'_{ж}} \cdot \ln \frac{t_{к}}{t_{н}}, \quad (7)$$

$$F_0 = 1,28 \cdot \ln \frac{t_K - t_{пл}}{t_H - t_{пл}} \quad (8)$$

$$\tau_{эф}'' = \frac{h^2 \cdot c_o' \cdot F_0}{14,4 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot \lambda_0}, \quad (9)$$

Итак, получаем среднее значение:

$$\tau_{эф} = \frac{\tau_{эф}' + \tau_{эф}''}{2}, \quad (10)$$

Эффективность паротепловой обработки:

$$\Delta Q = (q_{ср} - q_0) \cdot \tau_{эф}, \quad (11)$$

Таблица 5 - Исходные данные [1, 2, 4]

Наименование	Обозначение	Значение
Радиус прогретой зоны, м	r	10
Радиус скважины, м	r <sub>с</sub>	0,1
Радиус контура питания, м	r <sub>е</sub>	70
Пластовая температура, С	t <sub>пл</sub>	6,9
Пластовое давление, МПа	p <sub>пл</sub>	2,8
Толщина пласта, м	h	24,4
Пористость пласта, дол.ед.	m	0,31
Производительность установки по пару, кг/ч	q <sub>п</sub>	9000
Дебит жидкости до обработки, м <sup>3</sup> /сут	q <sub>0</sub>	2
Производительность парогенератора, кг/ч	q <sub>пг</sub>	3000
Плотность пара, кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>п</sub>	25,64
Температура конденсации вод. пара при начальном пластовом давлении, С	t <sub>к</sub>	250,3
Теплота парообразования, кДж/кг	r	1712
Допустимая температура, при которой эксплуатация может проводится на повышенном дебите, С	t <sub>н</sub>	54
Плотность водяного конденсата на забое, кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>в</sub>	1000
Плотность скелета пласта, кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>ск</sub>	2500
Остаточная водонасыщенность в паровой зоне, дол.ед	S <sub>в</sub>	0,17

Коэффициент теплопроводности коллектора - песчаника, Вт/м С		2,5
Коэффициент теплопроводности окружающих пород, Вт/м С	0	2,9
Объемная теплоемкость скелета пласта, кДж/м <sup>3</sup> С	$c'_{ск}$	1970
Объемная теплоемкость насыщенного пласта кДж/м <sup>3</sup> С	$c'_{п}$	2500
Объемная теплоемкость окружающих пород кДж/м <sup>3</sup> С	$c'_0$	1900
Объемная теплоемкость водяного конденсата кДж/м <sup>3</sup> С	$c'_в$	4190
Степень сухости пара, дол.ед	X	0,8
Объемная теплоемкость пластовой жидкости кДж/м <sup>3</sup> С	$c'_ж$	3360
Температура нагнетания, С	$t_{п}$	324
Давление нагнетания, МПа	7	$P_{п}$

Применив к данной методике исходные данные из таблицы 11, проведем расчет нагнетания горячего теплоносителя (пара) с целью прогрева призабойной зоны скважины:

Удельный расход сухого пара

$$q'_{п} = \frac{q_{п}}{h} = \frac{9000}{24,4} = 368,9 \frac{\text{кг}}{\text{ч}} \text{ м} \quad (12)$$

Число парогенераторов

$$n = \frac{q_{п}}{q_{пг}} = \frac{9000}{3000} = 3 \quad (13)$$

Плотность влажного насыщенного пара

$$\rho_{ин} = \frac{1}{\frac{X}{\rho_{сп}} + \frac{1-X}{\rho_{в}}} = \frac{1}{\frac{0,8}{25,64} + \frac{1-0,8}{1000}} = 31,85 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (14)$$

Коэффициент, характеризующий удельную энтальпию пласта

$$\varphi = \pi \cdot \left[ m \cdot (1 - S_B) \cdot \rho_{\text{пл}} \cdot X + (1 - m) \cdot c'_{\text{ск}} \cdot \frac{t_k - t_{\text{пл}}}{r} + m \cdot S_B \cdot c'_B \cdot \frac{t_k - t_{\text{пл}}}{r} \right] =$$

$$= 3,14 \cdot \left[ \begin{aligned} &0,31(1 - 0,17)31,85 \cdot 0,8 + (1 - 0,31)1970 \frac{250,3 - 6,9}{1712} + \\ &+ 0,31 \cdot 0,17 \cdot 4190 \frac{250,3 - 6,9}{1712} \end{aligned} \right] = 725,98 \text{ кг/м}^3 \quad (15)$$

Продолжительность нагнетания пара  $\tau_{\text{п}}$  в скважину находим из номограммы по рассчитанным  $q'_{\text{п}}$ , г.

$$\tau_{\text{п}} = 7,5 \quad (16)$$

Продолжительность выдержки (конденсации пара)

$$\Delta\tau = \frac{r \cdot \rho_{\text{НП}}^2 \cdot m^2 \cdot r_{\tau}^2}{3,6 \cdot \lambda \cdot (t_{\text{п}} - t_{\text{к}}) \cdot \rho_{\text{ск}}} = \frac{1712 \cdot 31,85^2 \cdot 0,31^2 \cdot 10^2}{3,6 \cdot 2,5 (324 - 250,3) 2500} = 10,06 \quad (17)$$

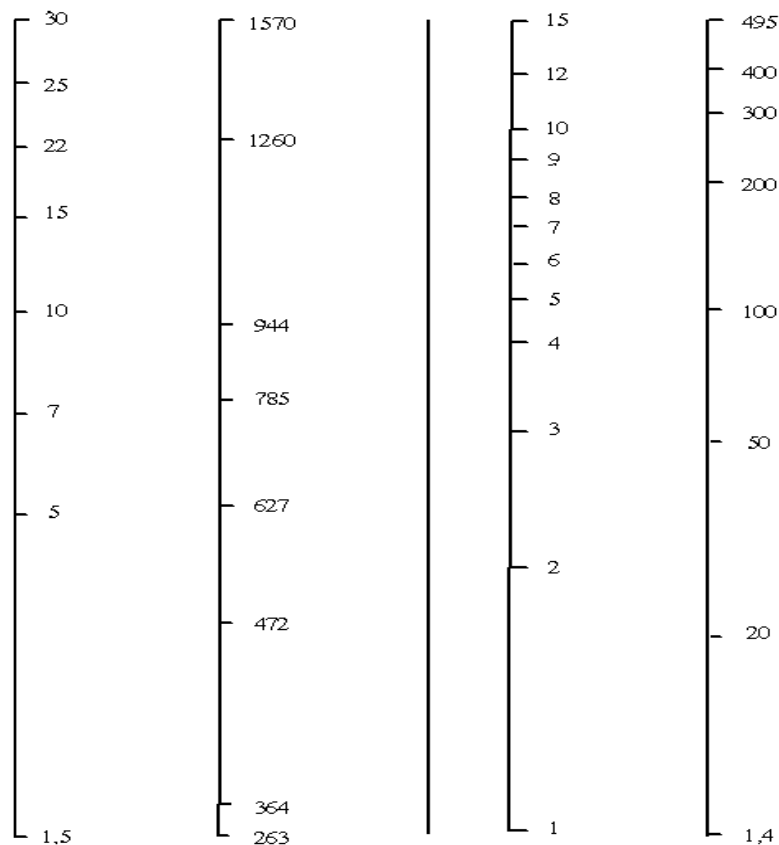


Рисунок 6 - Номограмма для определения продолжительности нагнетания пара



Коэффициент  $k = \frac{q_{cp}}{q_0}$  находим по графику, по числовым значениям

$$\frac{r_e}{r_c} = \frac{70}{0,1} = 700$$

$$\ln \frac{r_e}{r_c} = \ln \frac{70}{10} = 1,95$$

$$k = 2,15$$

Средний дебит жидкости после паротепловой обработки

$$q_{cp} = k \cdot q_0 = 2,15 \cdot 2 = 4,3$$

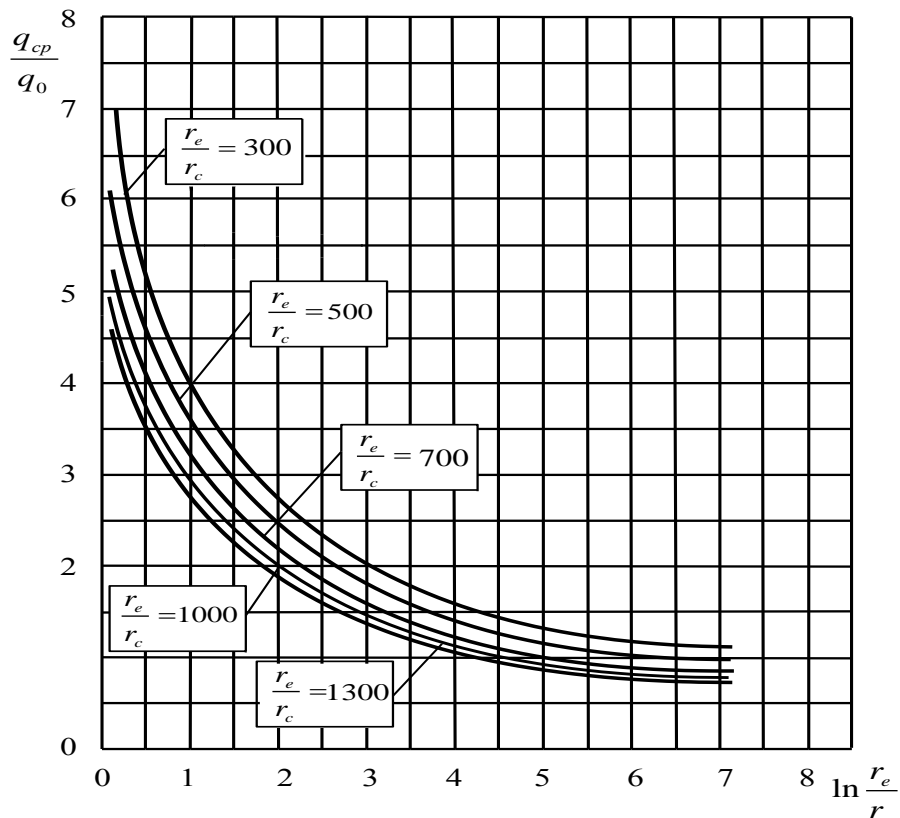


Рисунок 7 - Номограмма для определения среднего дебита скважины после паротепловой обработки

**Продолжительность работы скважины на повышенном дебите,  
полученном в результате обработки скважины**

$$\tau'_{\text{эф}} = \frac{\pi \cdot r_{\tau}^2 \cdot h \cdot c'_{\text{П}}}{q_{\text{ср}} \cdot c'_{\text{ж}}} \cdot \ln \frac{t_{\text{к}}}{t_{\text{Н}}} = \frac{3,14 \cdot 10^2 \cdot 24,4 \cdot 2500 \cdot 10^3}{4,3 \cdot 3360 \cdot 10^3} \ln \frac{250,3}{54} = 203,3 \quad (18)$$

$$F_0 = 1,28 \cdot \ln \frac{t_{\text{к}} - t_{\text{пл}}}{t_{\text{Н}} - t_{\text{пл}}} = 1,28 \cdot \ln \frac{250,3 - 6,9}{54 - 6,9} = 2,1 \quad (19)$$

$$\tau''_{\text{эф}} = \frac{h^2 \cdot c'_{\text{о}} \cdot F_0}{124416 \cdot \lambda_0} = \frac{24,4^2 \cdot 1900 \cdot 2,1}{124416 \cdot 2,9} = 658,4 \quad (20)$$

Итак, получаем среднее значение

$$\tau_{\text{эф}} = \frac{\tau'_{\text{эф}} + \tau''_{\text{эф}}}{2} = \frac{203,3 + 658,4}{2} = 430,85 \quad (21)$$

### **Заключение (Conclusion)**

В результате пара обработки призабойной зоны пласта дебит скважины увеличился с 2 м<sup>3</sup>/сут. до 4,3 м<sup>3</sup>/сут. При этом продолжительность работы скважины с повышенным дебитом скважины составит 230,5 сут. Что приводит к получению дополнительных 991 м<sup>3</sup> жидкости.

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

Данный расчет 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<sup>3</sup> в год, для скважины № 782 составляет 560 м<sup>3</sup> в год. Дебиты данных скважин составляют 2-3 м<sup>3</sup> в сутки, что соизмеримо с рассмотренной и рассчитанной скважиной, все геологические условия остаются постоянными. Из причин ухудшения результативности парозакачек можно выделить основную - это не соблюдение 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 ПЗП пласта с целью увеличения нефтеотдачи. Причиной этого может служить износ оборудования и нехватка средств у УНГДУ «Катанглинефтегаз» для его замены.

При площадном вытеснении нефти из пластов паром в сочетании с заводнением необходимо вести постоянный контроль 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 учета 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 ежедневно 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 подъемом 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 приемистости 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.

## Список литературы (References):

1. Абчук, В.А. Интенсификация: принятие решений. Научно-практическое пособие для руководителя / В.А. Абчук, В.А. Бункин. - М.: Лениздат, 2016. - 174 с.
2. Акимов, В.Ф. Измерение расхода газонасыщенной нефти: моногр. / В.Ф. Акимов. - М.: [не указано], 2018. - 606 с.
3. Батлер, Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов / Р.М. Батлер. - М.: Регулярная и хаотическая динамика, Институт компьютерных исследований, 2018. - 910 с.
4. Богомольный, Е.И. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин / Е.И. Богомольный. - М.: Недра, 2016. - 448 с.
5. Булатов, А.И. Англо-русский словарь по нефти и газу / А.И. Булатов. - М.: РУССО, 2017. - 400 с.
6. Бунич, Игорь 500-летняя война в России. Комплект из трех книг. Книга 2. Бегство с добычей. Кейс президента. Меч президента. / Игорь Бунич. - М.: А.С.К., Облик, 2018. - 400 с.
7. Глушков Анализ проблемы поиска альтернативы нефти и природному газу / Глушков, Александрович Владимир. - М.: Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2017. - 200 с.
8. Грей Добыча нефти / Грей, Форест. - М.: Олимп-Бизнес, 2019. - 416 с.
9. Грей, Форест Добыча нефти / Форест Грей. - М.: Олимп-Бизнес, 2018. - 416 с.
10. Гулишамбаров, С.Й. Законы касающиеся добычи хранения, переработки и транспортировки нефти: моногр. / С.Й. Гулишамбаров. - М.: Нобель Пресс, 2017. - 569 с.
11. Ергин, Даниел Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Даниел Ергин. - М.: Альпина Пабlishер, 2019. - 994 с.
12. Ергин, Дэниел Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть (подарочное издание) / Дэниел Ергин. - М.: Альпина Пабlishер, 2016. - 956 с.

13. Ергин, Дэниел Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть (эксклюзивное подарочное издание) / Дэниел Ергин. - М.: Альпина Паблишер, 2017. - 944 с.
14. Ергин, Дэниел Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Дэниел Ергин. - М.: Альпина Паблишер, 2016. - 956 с.
15. Ергин, Дэниел Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Дэниел Ергин. - М.: Альпина Паблишер, 2016. - 960 с.
16. Золя, Эмиль Карьера Ругонов. Добыча / Эмиль Золя. - М.: Художественная литература, 2018. - 528 с.
17. Каминский, Э.Ф. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты / Э.Ф. Каминский, В.А. Хавкин. - М.: Техника, 2018. - 384 с.
18. Кнышевский Добыча. Тайны германских репараций / Кнышевский, Павел. - М.: Соратник, 2017. - 144 с.
19. Леффлер, Уильям Глубоководная разведка и добыча нефти / Уильям Леффлер, Ричард Паттароззи, Гордон Стерлинг. - М.: Олимп-Бизнес, 2018. - 252 с.
20. Лобов, А.Г. Нефть и газ. Мировая история / ред. И.И. Мазур, А.Г. Лобов. - М.: Земля и Человек XXI век, 2016. - 896 с.
21. Малофеев, Г. Е. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи / Г.Е. Малофеев, О.М. Мирсаетов, И.Д. Чоловская. - М.: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", Институт компьютерных исследований, 2017. - 224 с.
22. Молчанов, А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа / А.Г. Молчанов. - Москва: СПб. [и др.] : Питер, 2018. - 588 с.
23. Норман, Дж. Хайн Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Норман Дж. Хайн. - М.: Олимп-Бизнес, 2019. - 734 с.
24. Норман, Дж. Хайн Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Норман Дж. Хайн. - М.: Олимп-Бизнес, 2017. - 752 с.

25. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. - М.: Недра, 2017. - 653 с.
26. Поляков, Г. А. Модели и прогнозные оценки перспектив добычи нефти / Г.А. Поляков, Т.В. Полякова. - М.: Российская политическая энциклопедия, 2018. - 152 с.
27. Пороскун, В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко. - М.: М.-Тверь: ВНИГНИ/Тверьгеофизика, 2019. - 130 с.
28. Строганов, Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. - М.: Недра, 2016. - 415 с.
29. Хавкин, А. Я. Нанотехнологии в добыче нефти и газа / А.Я. Хавкин. - М.: Спутник, 2019. - 150 с.
30. Хайн, Норман Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Хайн Норман Дж.. - М.: Олимп-Бизнес, 2017. - 316 с.