ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Всегда в движении!

# Опыт разработки пермо-карбоновой залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения

Россия,
Тюмень
18-20 сентября 2018

Мукаев Рашит Хасаньянович,
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

# Методы добычи нефти

**Цель – достижение максимально возможного коэффициента извлечения нефти (КИН)**

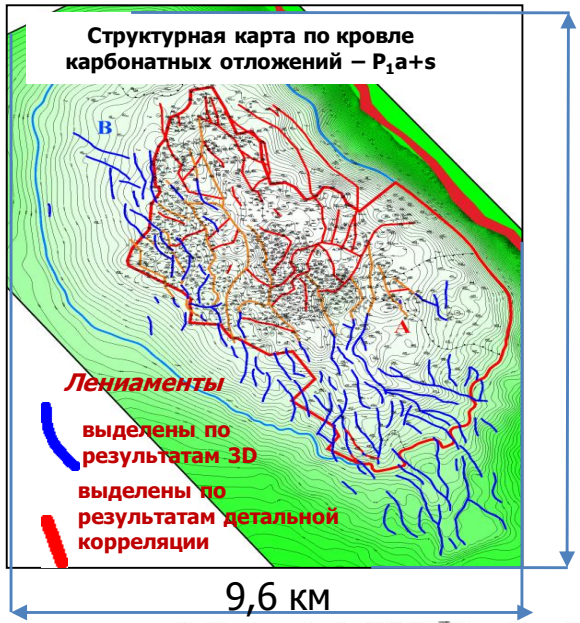
| Название | Принцип | Основные методы | Достигаемый КИН (%) |
|---|---|---|---|
| **Первичные** | Использование естественной энергии пласта (режим истощения) | Бурение скважин | 20 |
| **Вторичные** | Поддержание пластового давления | Закачка воды или газа, геолого-технические мероприятия | 30-40 |
| **Третичные (EOR/МУН)** | **Закачка реагентов, отличающихся повышенным потенциалом вытеснения нефти, которые взаимодействуют с породами/нефтяной системой** | **Закачка специальных веществ** | **30-80** |
| химические | Заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерное и др. виды заводнения | | |
| тепловые | Вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых окислительных реакций | | |
| газовые | Закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа и др. | | |
| микробиологические | Введение в пласт бактериальной продукции или ее образование в нефтяном пласте | | |

**При разработке залежей высоковязких и сверхвязких нефтей наибольший коэффициент извлечения нефти (30-80%) достигается при применении третичных методов увеличения нефтеотдачи: тепловых, химических или их комбинации.**

# Общие сведения о пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения

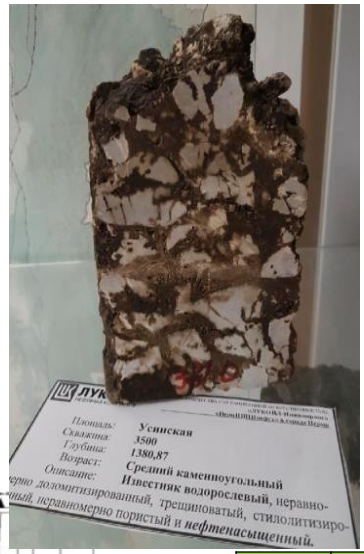
***Усинское месторождение*** открыто в **1963 году**, **пермо-карбоновая** залежь сверхвязкой нефти введена **в промышленную разработку** в **1977 году**.

Основной объект разработки - **карбонатные отложения Р-С** ($P_1a+s$; $C_3k+g$; $C_2m$), **разрабатываются на естественном режиме, часть залежи - тепловыми методами**

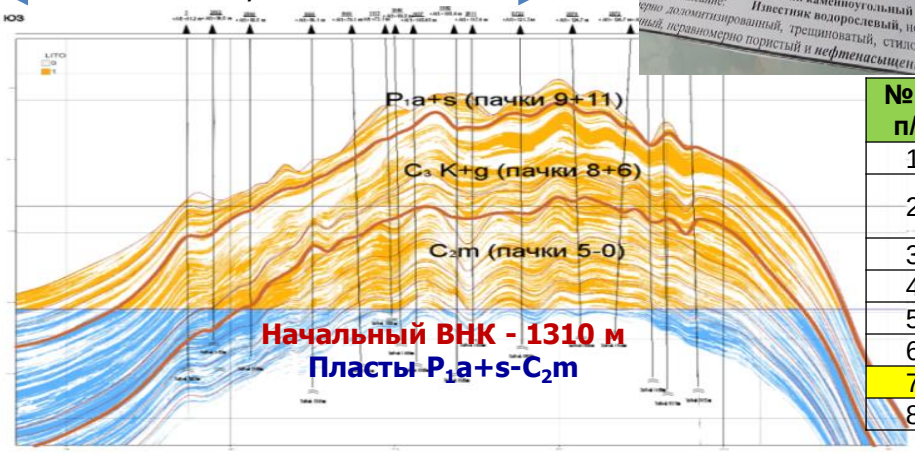



**Объект характеризуется:**

- **сверхвязкой нефтью (от 344 до 2024 мПа·с);**
- **трещинно-кавернозно-поровым типом коллектора.**

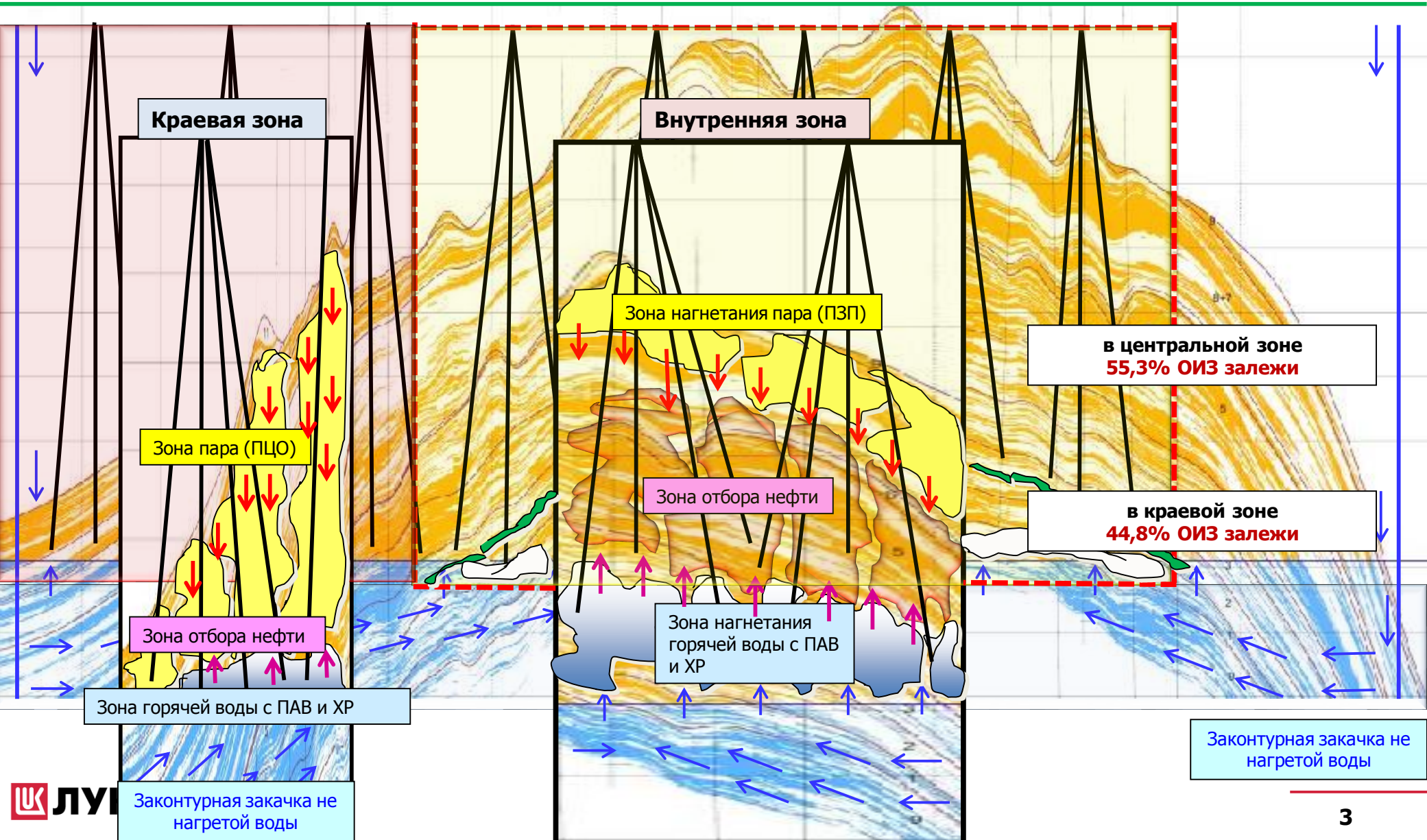


| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с | Типы нефти |
|---|---|
| от 30,1 до 200,0 | Высоковязкая |
| более 200,0 | Сверхвязкая |



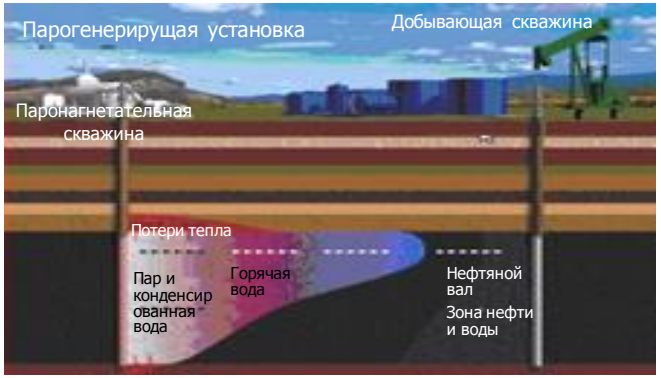

| №№ п/п | Параметры | Ед. изм. | По залежи в целом |
|---|---|---|---|
| 1 | Средняя общая толщина | м | 283,60 |
| 2 | Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (средневзвешенная по площади) | м | 47,8 |
| 3 | Коэффициент пористости | доли ед. | 0,189 |
| 4 | Коэффициент нефтенасыщенности пласта | доли ед. | 0,77 |
| 5 | Коэффициент расчлененности | ед. | 51,06 |
| 6 | Начальная пластовая температура | °С | 21 |
| 7 | Вязкость нефти в пластовых условиях | мПа*с | 710,0 |
| 8 | Плотность нефти в пластовых условиях | г/см$^3$ | 933,0 |

# Общая концепция разработки пермо-карбоновой залежи с применением тепловых методов



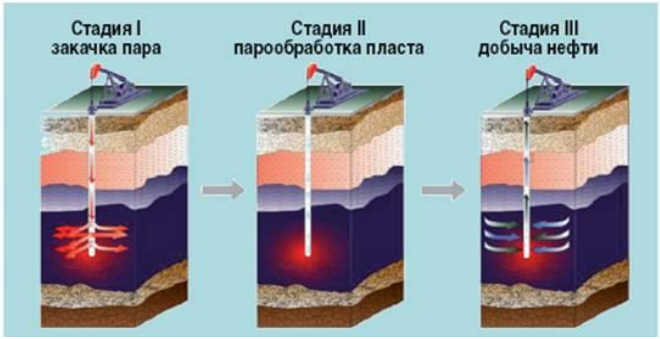
# Тепловые методы, применяемые на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения

**Площадное паротепловое воздействие («Заводнение паром»)**



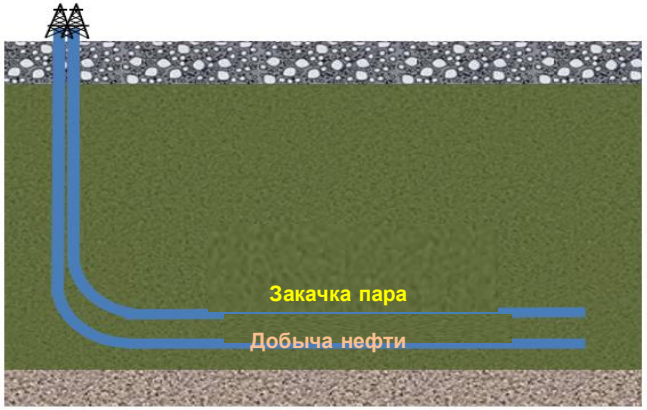

**Пар непрерывно подается в паронагнетательные скважины - создается «горячая зона» (пар – конденсат - горячая вода), которая движется непрерывно по пласту, обеспечивая извлечение нефти. При этом коэффициент извлечения может достигать 60% от начальных геологических запасов.**

**Паротепловая обработка скважин (паро-циклическая обработка ПЦО)**




**Технология пароциклической обработки добывающих скважин включает 3 фазы:**
- **Закачка пара;**
- **Выдержка скважины на пропитку после прекращения закачки пара;**
- **Эксплуатация скважины - добыча.**

**Закачка пара в системе горизонтальных скважин. (технология обратного и перекрестного SAGD)**



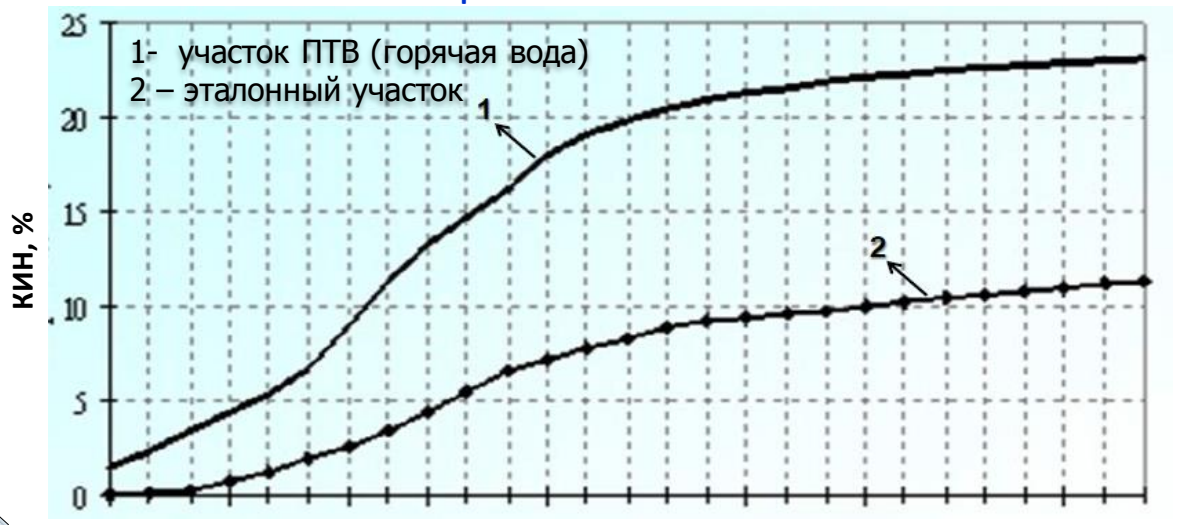

**Технология заключается в закачке пара в горизонтальную нагнетательную скважину, расположенную выше горизонтальной добывающей скважины в той же вертикальной плоскости.**
**Технология позволяет достичь коэффициента извлечения нефти в 55% от начальных геологических запасов.**

ЛУКОЙЛ

# Опыт разработки пермо-карбоновой залежи с применением тепловых МУН

**Карта текущего состояния разработки**

**Сравнение КИН**

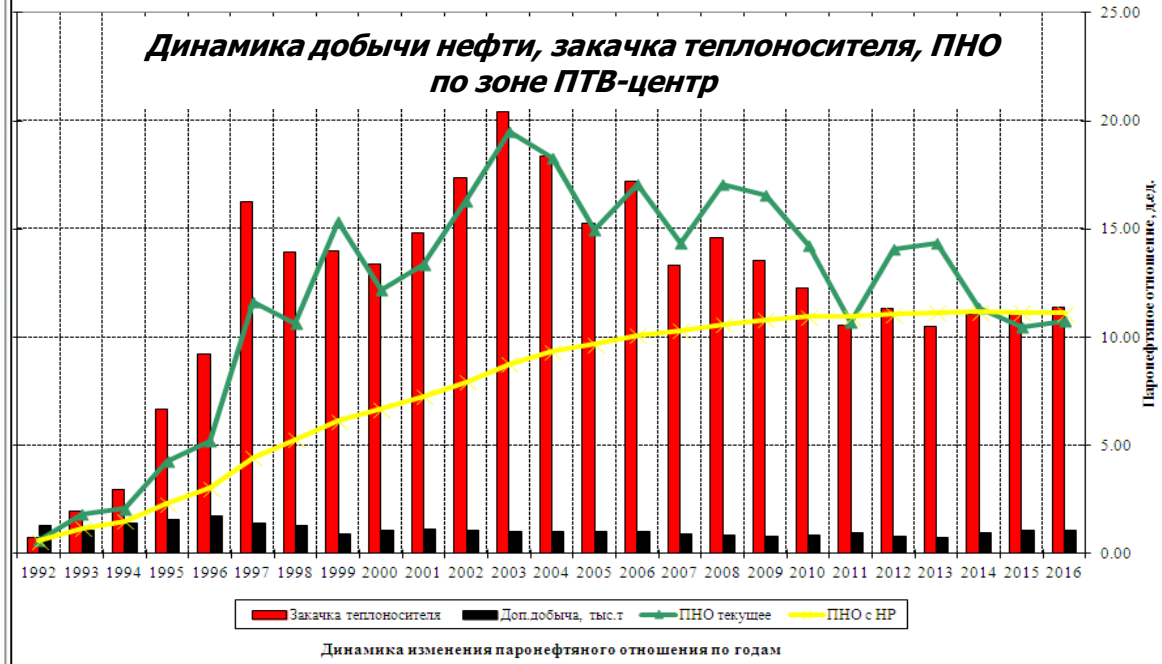



| Зона/ Показатель | Рпл. тек., МПа | Qнефти, т/сут | % воды | КИН тек., д.ед. | КИН конеч., д.ед. |
|---|---|---|---|---|---|
| Тепловые МУН | 9,0 | 8,0 | 75,4 | 0,235 | 0,330 |
| Естественный режим | 8,7 | 7,7 | 71,5 | 0,112 | 0,133 |

**1. Опыт разработки участков залежи с применением тепловых МУН (площадной закачки теплоносителя) показывает лучшие технологические показатели разработки (текущий КИН выше на 0,123 д.ед. (абс.)) относительно участков с естественным режимом.**
**2. Разработка залежи с применением тепловых МУН позволит достичь значения проектного КИН – 0,330 д.ед., что выше на 0,197 д.ед. (абс.) относительно режима истощения.**

# Реализация технологии площадной закачки пара на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения (участок ПТВ – центр)

**Площадная закачка пара в нагнетательные скважины - основная технология, применяемая на залежи. Осуществляется в зоне ПТВ с 1992 года.**



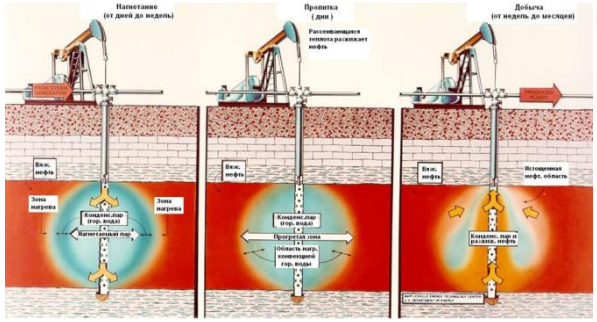

| | |
|---|---|
| **Компенсация с начала разработки, %** | ***47,1*** |

**Эксплуатационный фонд скважин составляет – 249 ед., в том числе 50 нагнетательных и 199 добывающих скважин на три эксплуатационных объекта. Система размещения скважин – обращенная девятиточечная.**

Дополнительная добыча от закачки пара за период теплового воздействия составила 25,0%.

# Общие сведения о технологии ПЦО

**Схема пароциклической обработки скважины**



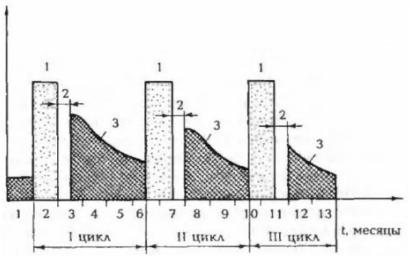




Схема трёх последовательных циклов паротепловой обработки добывающей скважины: 1 – нагнетание пара; 2 – паропропитка; 3 – добыча нефти

Используемое оборудование:
Парогенераторы блочного типа:

- стационарные (СПГ) – до 20 т/час,
- мобильные (МПГ) – до 10 т/час.

**Технология ПЦО включает стадии:**
1. Нагнетание пара;
2. Выдержка скважины на пропитку (до полной конденсации пара);
3. Подъем ТО, спуск ГНО, добыча нефти.

**Преимущества технологии ПЦО:**
1. Кратность увеличения дебитов нефти после ПЦО – до 3-х раз;
2. Продолжительность эффекта – 6-12 месяцев;
3. Количество повторных циклов ПЦО – от 9 до 15;
4. Область применения – ВС, ННС, ГС;
5. Эффективный метод ИДН и ПНП при добыче ВВН;
6. Регулирование процесса теплового воздействия на пласт.

**Недостатки технологии ПЦО:**
1. Высокая стоимость ПГУ и ТО;
2. Технические ограничения (кривизна скважины в месте установки ТО, герметичность э.к. и др.);
3. Снижение дебита при втором и последующих циклах.

# Применение ПЦО на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения

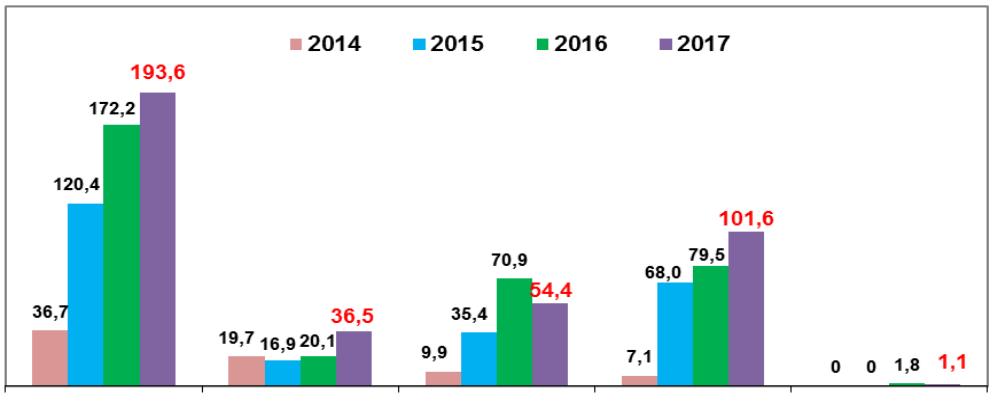
**Основной РД: «Технологический регламент на проведение ПЦО скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения», разработан в 2016 году в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»**

## Критерии применимости метода ПЦО

| Критерии | Утв. | Р-С |
|---|---|---|
| Глубина залегания пластов, м | ≤1500 | 1425-1511 |
| Эф.н/н. толщ., м | ≥ 7 | 16.6-35.2 |
| Кпрон., мкм2 | ≥0,05 | 0.03-10 |
| Пористость, % | ≥15 | 19-20 |
| Обв.,% | ≤ 85 | 75,6 |
| Радиус искривления скв., м | ≤ 200 | ≤ 200 |
| Макс.зен.угол, град | 35 | до 50 |
| Параметры закачиваемого пара:<br>температура, град<br>давление, МПа<br>сухость пара | <br>300<br>8.0<br>0.7 | <br><br>250<br>8.7 |
| Темп закачки пара, т/сут | 200 | 142 |
| Объем закачки пара на метр вскрытой толщины, т/м | 150-200 | 180 |

- За 2014-2017 гг. **выполнено 295 ПЦО со средним приростом 13,4 т/сут**, (доп. добыча нефти на 1 скважину – 1772 т.);
- **Применение химических композиций** («ГАЛКА», «НИНКА») в 2014-2017 гг. **привело к увеличению эффективности ПЦО** (увеличение среднего прироста дебита нефти на 45-50%)

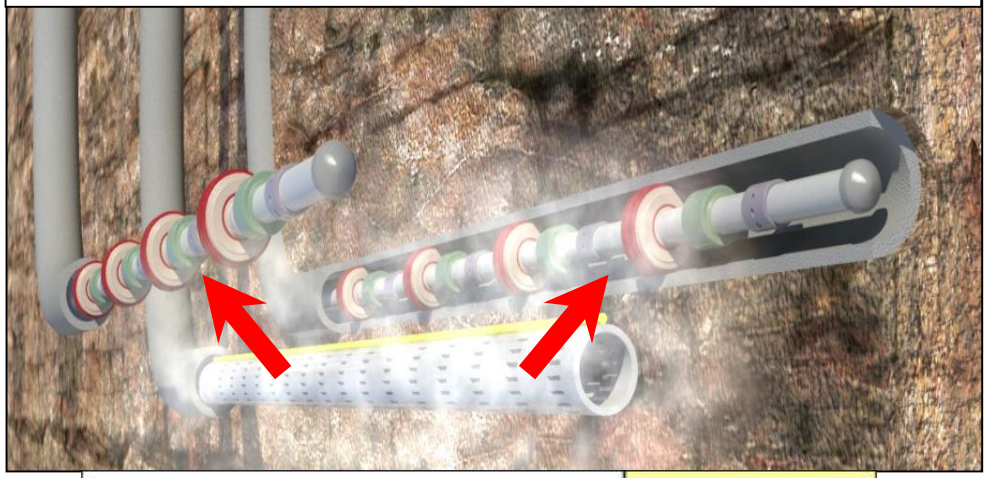
**Результаты применения хим. композиций при ПЦО (доп.добыча нефти, тыс.т)**

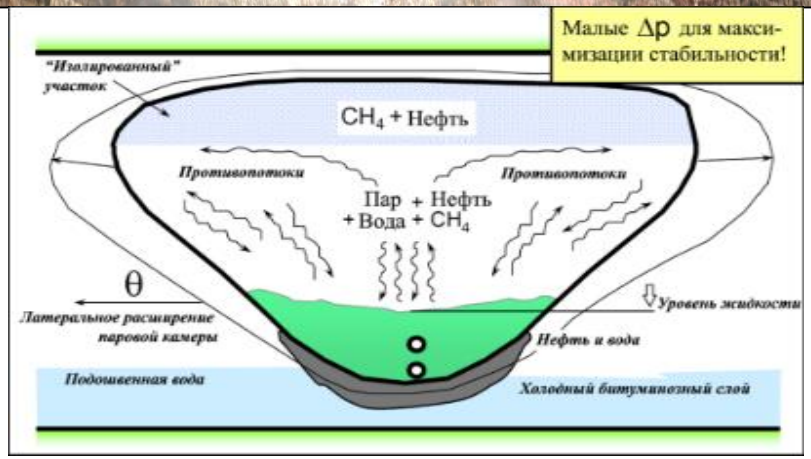



ЛУКОЙЛ

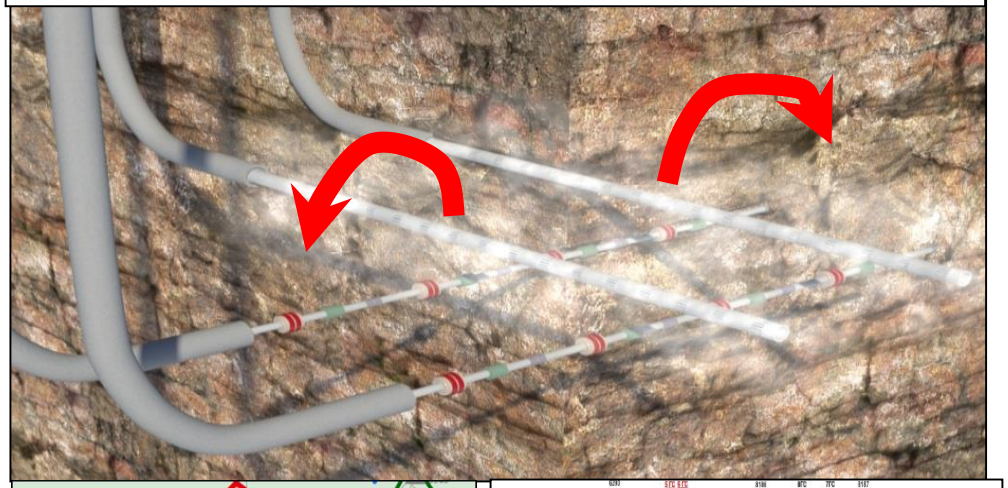
# Опыт применения и совершенствования технологии SAGD на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения

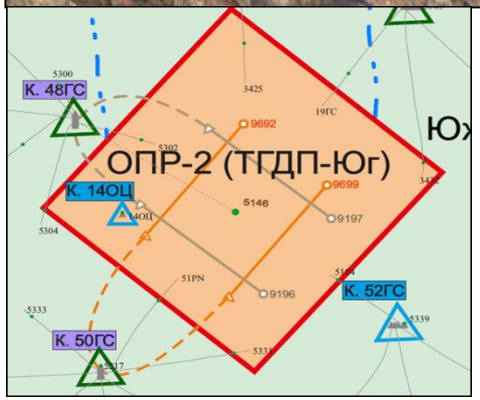
На миниучастке «А» из 3 параллельных друг другу горизонтальных скважин (№№ 2ГС, 3ГС и 4 ГС) реализуется технология вытеснения нефти паром снизу вверх – обратное SAGD.

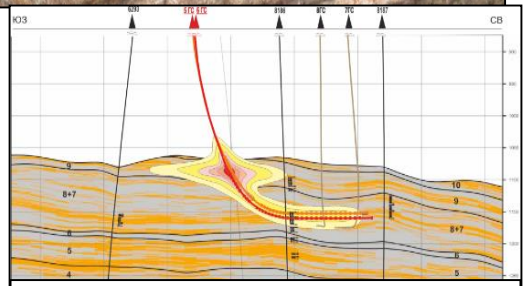





На миниучастке «Б» из 2 взаимно перпендикулярных пар горизонтальных скважин (№№ 5ГС и 6ГС, 7ГС и 8ГС) испытывается технология вытеснении нефти паром сверху вниз – перпендикулярный SAGD.





Геотермический разрез вдоль стволов нагнетательных скважин №№ 5ГС, 6ГС

**В рамках проектно-технологического документа предложено проведение испытания технологии усовершенствованного SAGD (2019-2020 гг.) - ожидаемый эффект по добыче нефти 547,8 тыс.т.**

# Исследование различных агентов закачки

**Специализированный лабораторный комплекс Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» по изучению эффективности термических и термохимических методов извлечения высоковязкой нефти**

**Керновая модель в медной оболочке**

**Структура порового пространства керновой модели**

**Результаты лабораторных исследований по оценке эффективности вытеснения нефти теплоносителем**

| Тип рабочего агента | Горячая вода 200 °С | Горячая вода 250 °С | Горячая вода 250 °С +ПАВ | Пар сухой 356 °С |
|---|---|---|---|---|
| Коэффициент вытеснения, % | 50,6 | 31,7 | 38,0 | 65,6 |

1. С целью оценки эффективности вытеснения нефти различными теплоносителями (горячая вода, ПАВ, пар) выполнены лабораторные эксперименты по определению величины коэффициента вытеснения нефти при различных температурах.
2. Наибольший Квыт обеспечивается сухим насыщенным паром - 65,6%, при закачке горячей воды Квыт достигает 50,6%.
3. В 2018-2019 гг. выполняются работы по изучению вытеснения при комбинированной закачки теплоносителей и диоксида углерода (CO2) для повышения КИН.

# Основные результаты и выводы

- Пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения является крупным по запасам объектом с трудноизвлекаемыми запасами сверхвязкой нефти (710 мПа·с) и уникальным примером сложнопостроенного массивно-пластового резервуара мощностью около 300 м с развитой системой трещин и фильтрационной неоднородностью пластов;

- Разработка на естественном режиме не позволит достичь высокой нефтеотдачи (за 40-летний период разработки нефтеотдача не превысила 0,100 д.ед., при этом обводненность достигла 82%);

- Применение тепловых МУН (пароциклические обработки скважин (ПЦО) с применением химических реагентов, закачка пара в систему горизонтальных или перпендикулярных горизонтальных скважин, площадная закачка пара), позволит увеличить проектную нефтеотдачу в 2 раза (с 0,150 до 0,330 д.ед.);

- Дополнительная добыча нефти от площадной закачки пара в нагнетательные скважины на участке в центральной части залежи составила 25%, а комплексирование технологии ПЦО с применением химических реагентов позволило увеличить средний прирост дебита нефти от ПЦО на 45-50%;

- С целью дальнейшего развития тепловых МУН на Усинском месторождении и выбора оптимальной технологии разработки проводятся научно-исследовательские работы в нескольких направлениях:
  - по применению поверхностно-активных веществ (ПАВ) для комбинированной закачки совместно с теплоносителем (горячей водой, паром);
  - по использованию в качестве агента закачки диоксида углерода ($CO_2$).

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

# Всегда в движении!

# Физико-химические технологии увеличения нефтеотдачи, разработанные ИХН СО РАН

| Название системы, ее форма: тв., жидкость | Состав | Механизм регулирования | Проницаемость | Порода пласта | Область температур | Соленость воды для приготовления | Соленость воды в пласте | Оборудование | Grad P | Число обработок скважин | Применение: вид скважины, проницаемость |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Технологии ограничения водопритока термотропными неорг.и полимерными гелями** | | | | | | | | | | | |
| МЕТКА (твердая) | Полимер+ добавки (без сшивающего агента) | Температура + время | 10-20 mD до ≥ 10-20 D | Песчаник, карбонат | 30 – 200 $^0$C | 0-20,000 ppm | 0-200,000 ppm | Устьевое или колтюбинг | >10 MPa на м | > 500 | Нагнетат или добывающая; средняя – высокая проницаемость |
| ГАЛКА (твердая, жидкая) | Неорганические вещества (соли+др.) | Температура + время | 1 mD до ≥ 10-20 D | Песчаник, карбонат | 20 – 350 $^0$C | Не ограничена | Не ограничена | Устьевое или колтюбинг | >10 MPa на м | > 1000 | Нагнетат; низкая – высокая проницаемость |
| **Технологии увеличения нефтеотдачи композициями на основе ПАВ и щелочных буферных систем** | | | | | | | | | | | |
| НИНКА (твердая) | ПАВ+добавки, генерирующие газы *in situ* | Температура | 1 mD до ≥ 10-20 D | Песчаник, карбонат | 20 – 350 $^0$C | 0-200,000 ppm | Не ограничена | Устьевое или колтюбинг | – | > 100 | Нагнетат или добывающая; низкая – высокая проницаемость |
| ИХН-100 (жидкая) | ПАВ+щелочная буферная система | pH 9-10.5 | 1 mD до ≥ 10-20 D | Песчаник, карбонат | 20 – 200 $^0$C | – | 0-200,000 ppm | Устьевое или колтюбинг | – | > 300 | Нагнетат или добывающая; низкая – высокая проницаемость |
| **Комплексные технологии увеличения нефтеотдачи гелеобразующими и нефтевытесняющими системами** | | | | | | | | | | | |
| ГАЛКА или МЕТКА + ИХН или НИНКА | См. выше соответствующие композиции | Температура + время | 1 mD до ≥ 10-20 D | Песчаник, карбонат | 20 – 350 $^0$C | См. выше | См. выше | Устьевое или колтюбинг | >10 MPa на м | > 100 | Нагнетат или добывающая; низкая – высокая проницаемость |

# Технология увеличения нефтеотдачи с применением неорганической композиции НИНКА

**Цель:** Повышение текущего и конечного КИН за счет увеличения охвата пласта при заводнении, паротепловом и пароциклическом воздействии выравнивания фронта вытеснения

**Описание технологии:** Технология увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей при паротепловом и пароциклическом воздействии с применением композиции НИНКА на основе ПАВ, направлена на повышение текущего и конечного значений коэффициента нефтеотдачи за счет уменьшения вязкости нефти, увеличения охвата пласта, снижения межфазного натяжения на границе раздела нефть – вода, улучшения смачивающей способности.

При нагнетании пара в пласт (в середине цикла) закачивается оторочка водного раствора композиции НИНКА на основе системы: ПАВ – карбамид – аммиачная селитра – вода, которая способна образовывать CO2 и аммиачную буферную систему непосредственно в пластовых условиях за счет тепловой энергии теплоносителя. Образующийся в пласте CO2 снижает вязкость нефти, что вызывает благоприятное изменение соотношения подвижностей нефти и водной фазы. ПАВ совместно со щелочной буферной системой способствует деструктурированию, разжижению высоковязких слоев или пленок, образующихся на границах нефть – вода – порода, ухудшающих фильтрацию жидкостей в пласте и снижающих полноту извлечения нефти.

## Определение коэффициента вытеснения нефти горячей водой и паром в комбинации с закачкой ПАВ (композиции НИНКА)

| № п/п | Лабораторный номер образца | Интервал ора увязанн м | Параметры образцов керна: Длина L, см | Диаметр D, см | Пористость, Кп, % | Объем пустот, $см^3$ | Прониц. вертикальная Кпр, $10^{-3}$мкм$^2$: по воздуху | по нефти при остат. водонасыщ. | Остаточная водонасыщ., $S_в^{ост}$, доли ед. | Коэффициент вытеснения β, доли ед. 150 °С | Коэффициент вытесн. β, доли ед. "Нинка" 150 °С | Коэффициент вытесн. β, доли ед. "Нинка" 295 °С |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 10 | 11 | 12 | 14 | 16 |
| 1 | 172-421-09 | 1233,73 | 3,03 | 2,99 | 18,67 | 3,97 | 260,60 | | 0,315 | 0,527 | 0,638 | |
| 2 | 358-09 | 1358,16 | 11,53 | 6,535 | 9,9 | 35,576 | | | 0,295 | | | 0,754 |

Зависимость вязкости от температуры

| Температура, °С | Вязкость динамическая, мПа·с |
|---|---|
| 23 | 729,88 |
| 50 | 114,29 |
| 80 | 36,046 |
| 100 | 18,261 |
| 150 | 7,153 |
| 180 | 4,549 |
| 200 | 3,502 |
| 250 | 2,012 |

# Основные этапы разработки химической композиции на основе ПАВ для увеличения КИН в комбинации с закачкой пара (ПЦО, площадная закачка пара и горячей воды)

• ***Разработка составов химической композиции для увеличения КИН высоковязкой нефти:***

- исследование влияния концентрации и соотношения компонентов на физико-химические и реологические свойства композиций;
- термостабильность в диапазоне температур **от** 23 до 250 °С;
- совместимость с минерализованными пластовыми и закачиваемыми водами;
- выбор составов для дальнейших исследований.

• ***Исследование кинетики гидролиза компонентов композиции в интервале температур от 23 до 250 °С,***

- реологических характеристик композиций,
- буферной емкости композиций,
- межфазного натяжения на границе с нефтью,
- влияние термостатирования нефти при различных температурах на ее вязкость,
- выбор составов для дальнейших исследований.

• ***Исследование реологических и фильтрационных характеристик композиций в условиях, моделирующих пластовые:***

- фильтрационные исследования на полноразмерном керне – ПермНИПИнефть),
- выбор оптимальных композиций для проведения ОПР.

• ***Создание методики и компьютерной программы для расчета оптимального объема реагентов, схемы закачки и прогноза эффективности обработок эксплуатационных скважин.***

• ***Выдача рекомендаций по приготовлению и закачке многофункциональных химических композиций на основе ПАВ в промысловых условиях. Разработка Инструкции.***