

Тепловые методы воздействия на пласт

Виды теплового воздействия

- Паротепловое воздействие (ПТВ)
- Воздействие горячей водой (ВГВ)
- Внутрипластовое горение (ВГ)
- Термополимерное воздействие (ТПВ)
- Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ)
- Импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой [ИДТВ(П)]
- Теплоциклическое воздействие на пласт (ТЦВП)

Метод нагнетания теплоносителя в пласт

Имеет две разновидности:

Первая основана на вытеснении нефти теплоносителем и его оторочками. В зависимости от вида используемого теплоносителя выделяют паротепловое воздействие на пласт (ПТВ) и воздействие горячей водой (ВГВ).

Вторая основана на паротепловой обработке призабойной зоны пласта добывающих скважин (ПТОС). В этом случае используют насыщенный водяной пар.

Факторы способствующие увеличению нефтеизвлечения

- Снижение вязкости пластовой нефти
- Увеличение подвижности нефти
- Дистилляция и испарение
- Термическое расширение
- Снижение поверхностного натяжения

Воздействие на нефтяной пласт теплом

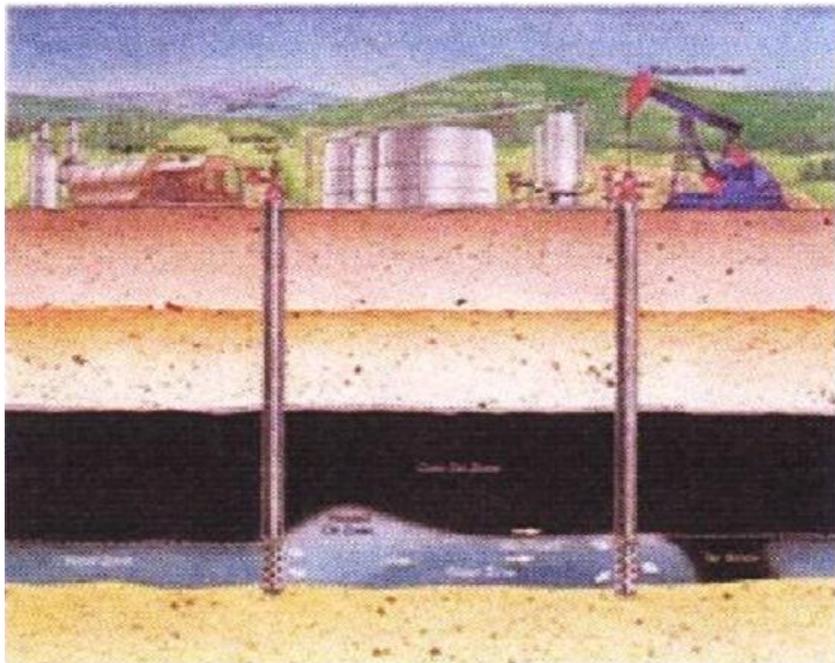
Идея искусственного воздействия на нефтяной пласт теплом с целью более эффективной выработки запасов нефти возникла давно. В 20-30 годы ученые И.М. Губкин, А.Д. Архангельский и Д.В. Голубятников предсказывали большую роль тепловых методов при разработке месторождений высоковязких нефтей.

Основателями фундаментальных теоретических и экспериментальных исследований термогидродинамических процессов в нефтяных пластах в нашей стране были А.Б. Шейман, И.А. Чарный, Л.И. Рубинштейн.

Большой вклад в развитие тепловых методов добычи высоковязких нефтей внесли ученые Г.Е. Малофеев, Ю.В. Желтов, Э.Б. Чекалюк, И.М. Аметов, Я.А. Мустаев и другие.

Практика освоения месторождений высоковязких нефтей как у нас в стране так и за рубежом показала, что наиболее эффективными способами теплового воздействия являются паротепловая обработка призабойной зоны добывающих скважин (ПТОС), нагнетание пара в пласт, перегретой воды с созданием тепловых оторочек (ПТВ, ВГВ) и внутрипластовое горение (ВГ).

Паротепловое воздействие (ПТВ) и воздействие горячей водой (ВГВ)



Закачка пара в нагнетательную скважину для вытеснения нефти к вертикальной добывающей скважине

Заключается в закачке расчетного объема теплоносителя через нагнетательные скважины, создание тепловой оторочки и последующее продвижение ее по пласту в сторону добывающих скважин закачиваемой ненагретой водой.

В качестве теплоносителя, применяемого для нагнетания в пласт, используется горячая вода при ВГВ и насыщенный пар при ПТВ.

ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ это движущаяся среда (газ, пар, жидкость), имеющая высокую температуру и отдающая свою энергию в форме теплоты другим телам обладающими меньшими температурами.

НАСЫЩЕННЫЙ ПАР это пар, находящийся в термодинамическом равновесии с жидкостью (или твёрдым телом) того же химического состава. Между жидкостью и её насыщенным паром существует динамическое равновесие: число молекул, вырывающихся в единицу времени из жидкости и переходящих в паровую фазу, равно числу молекул пара, возвращающихся в жидкость за то же время.

Сущность технологии

Через систему специальных нагнетательных скважин в нефтяную залежь закачивается теплоноситель (60-80% объема пор пласта), а затем через эти нагнетательные скважины закачивается холодная вода для проталкивания тепла к добывающим скважинам (обычно 2-3 поровых объема пласта). По времени до экономически предельного уровня рентабельности.

Сущность технологии

В процессе закачки горячей воды: нефтяной пласт нагревается за счет передачи тепла от горячей воды нефтяному пласту.

При закачке пара нагрев в первую очередь идет за счет использования скрытой энергии теплоты парообразования, при этом пар, поступая в поровое пространство, конденсируется. Нагрев пласта в дальнейшем осуществляется уже за счет использования теплоты горячего конденсата, вследствие чего конденсат охлаждается до начальной температуры пласта.

При вытеснении нефти паром имеет место улучшение испарения УВ за счет снижения их 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 нефтеизвлечения.

При паротепловом воздействии в пласте образуются три зоны

1. Зона вытеснения нефти паром
2. Зона горячего конденсата, где реализуется механизм вытеснения нефти водой в неизотермических условиях
3. Зона, не охваченная тепловым воздействием, где происходит вытеснение нефти водой пластовой температуры

Количественные и качественные показатели применения ПТВ и ВГВ

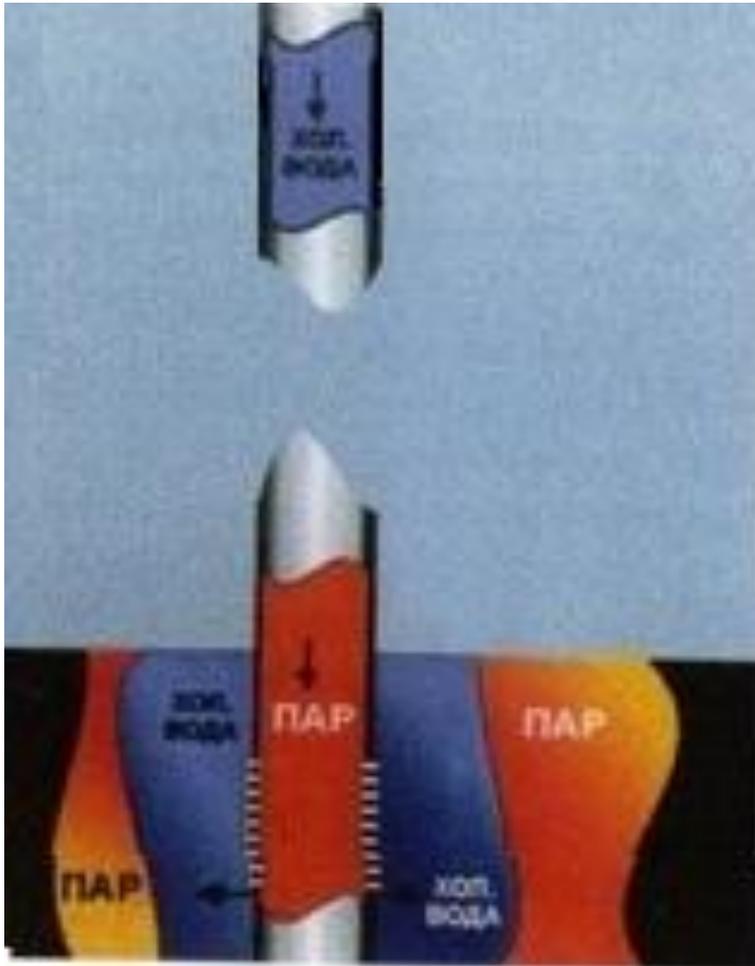
- Применяются на месторождениях глубиной 700-800 м
- Динамическая вязкость нефти 30мПа·с и более
- Общая и эффективная нефтенасыщенная толщина объекта воздействия не менее 6 м
- Пластовое давление и температура должны обеспечивать технологическую и экономическую эффективность процесса при используемых технологических средствах
- Коллекторские свойства должны обеспечивать заданный темп нагнетания теплоносителя
- Нефтенасыщенность пластов должна быть достаточной для окупаемости затрат и получение прибыли
- В среднем при ПТВ и ВГВ на извлечение одной тонны нефти расходуется от 6,5 до 10 тонн теплоносителя

Повышение нефтеизвлечения достигается за счет:

- Снижения вязкости нефти, приводит к увеличению коэффициента подвижности, в результате чего улучшается охват пласта воздействием
- Расширения нефти, перегонки ее паром и экстрагированием растворителем, что повышает коэффициент вытеснения.

Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ)

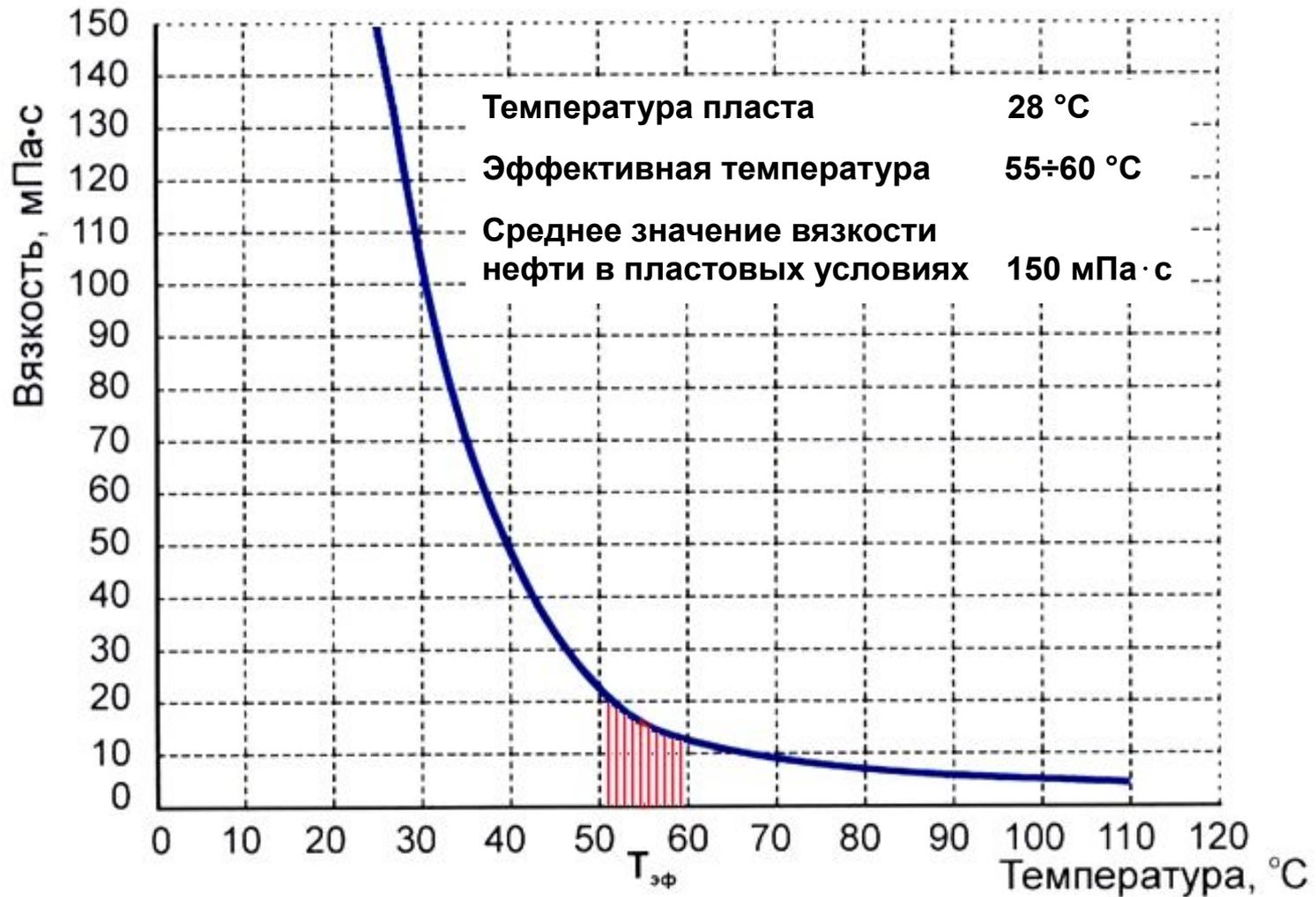
Патент РФ № 1266271, 1984 год, авторы В.И. Кудинов, В.С. Колбиков и др.



В качестве теплоносителя, применяемого для нагнетания в пласт, используется пар и холодная вода.

- Промышленные испытания технологии ИДТВ начались в 1986 г.
- Промышленное внедрение с 1988 г. на Гремихинском месторождении

Сущность технологии



Зависимость изменения вязкости пластовой нефти Гремихинского нефтяного месторождения от температуры

Сущность технологии

- заключается в многократном циклическом попеременном вводе в пласт теплоносителя и холодной воды (с формированием волнового теплового фронта) в строго расчетных пропорциях с созданием в пласте «**эффективной температуры**» (значение при котором дальнейшее повышение температуры практически не влияет на снижение вязкости нефти).

Объемы порций теплоносителя $V(T)$ и холодной воды $V(X)$ определяются по формуле:

$$\frac{V(T)}{V(X)} = \frac{[V_{\text{нор}} \left(\frac{\beta M}{m} (T_{\text{эф}} - T_o) + \alpha \rho_{\text{жс}} i_{\text{жс}} \right) + \sqrt{\frac{\lambda_o C_o}{\pi}} \cdot \frac{2\beta}{mH} \sqrt{\frac{\alpha V_{\text{нор}}}{q}} (T_{\text{эф}} - T_o)]}{\alpha V_{\text{нор}} (\rho_T i_T - \rho_x i_x) - V_{\text{нор}} \left(\frac{\beta M}{m} (T_{\text{эф}} - T_o) \right) + \alpha \rho_{\text{жс}} i_{\text{жс}} + \sqrt{\frac{\lambda_o C_o}{\pi}} \cdot \frac{2\beta}{mH} \sqrt{\frac{\alpha V_{\text{нор}}}{q}} (T_{\text{эф}} - T_o)}$$

Промышленные испытания технологии ИДТВ начались в 1986 году.

Промышленное внедрение с 1988 года на Гремихинском месторождении.

Преимущества метода ИДТВ

Основное преимущество механизма ИДТВ над ПТВ и ВГВ состоит в том, что в технологии ИДТВ при многократном повторе расчетных циклов «пар-холодная вода» активизируется вытеснение нефти из поровых блоков (матриц) трещиновато-порового пласта, что в целом приводит к увеличению нефтеизвлечения из залежи.

Важным преимуществом ИДТВ является энергосбережение, которое достигается за счет ограничения объема вводимого в пласт теплоносителя уровнем прогрева пласта до «эффективной» температуры.

Особый циклический режим нагнетания и энергосбережения позволили преодолеть установленный «барьер» при ПТВ и ВГВ 700-800 м. до 2500 м.

Преимущества метода ИДТВ

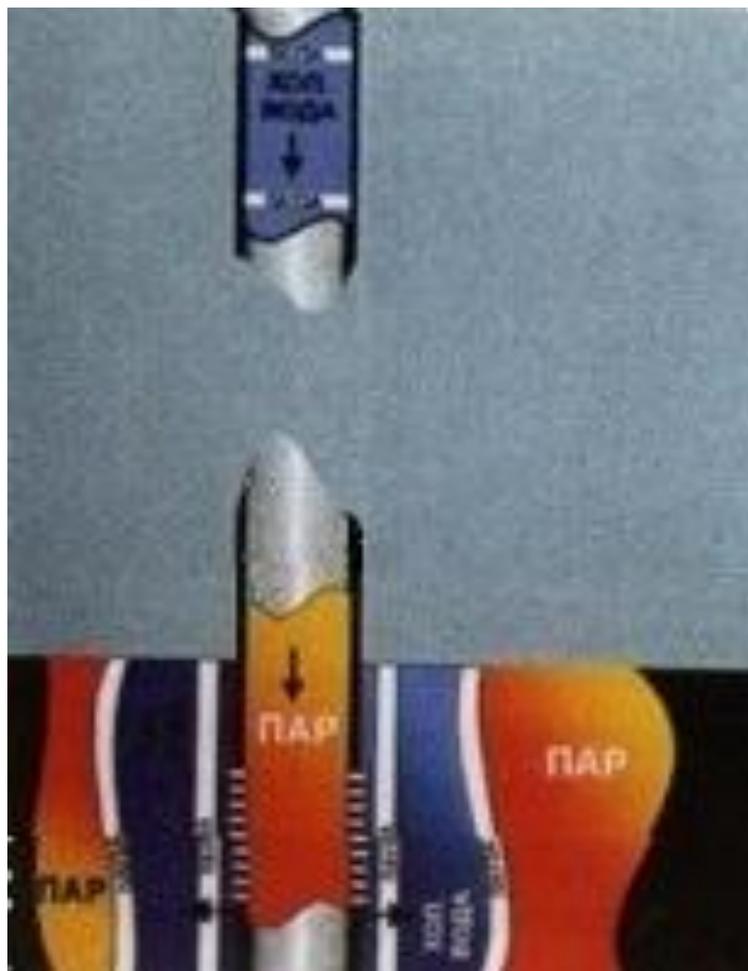
- На 25% уменьшились капитальные вложения по сравнению с ВГВ а эксплуатационные затраты на 27%.
- Себестоимость добычи нефти с учетом конечного нефтеизвлечения становится близкой к заводнению.
- Достигается увеличение коэффициента нефтеизвлечения (для Гремихинского месторождения до 0,37 по сравнению с естественным режимом 0,06, заводнением – 0,12 и технологией ВГВ – 0,27).
- Расход теплоносителя при ИДТВ составляет 3,4 тонны на извлечение одной тонны нефти (при ВГВ – 6.4 т.)

Повышение нефтеизвлечения достигается за счет:

- Снижение вязкости пластовой нефти
- Увеличение подвижности нефти
- Термическое расширение
- Снижение поверхностного натяжения

Импульсно-дозированное тепловое воздействие ИДТВ(П)

Патент РФ № 1365779. 1985 год, авторы В.И. Кудинов, В.С. Колбиков



В качестве теплоносителя, применяемого для нагнетания в пласт, используется пар и холодная вода, на этапе нагнетания воды осуществляют остановку (паузу).

**Промышленное
внедрение с 1990 года, на
Гремихинском
месторождении**

Сущность технологии ИДТВ(П)

- заключается в том, что при циклической закачке расчетных объемов теплоносителя и холодной воды при ИДТВ на этапе нагнетания воды осуществляются периодические остановки процесса (паузы). Продолжительность паузы равна времени восстановления пластового давления в скважинах при их остановке или смене режима эксплуатации, а суммарная продолжительность остановок в цикле не должна превышать времени, необходимого для закачки в пласт 10-15% объема воды в данном цикле.

Преимущества метода ИДТВ(П)

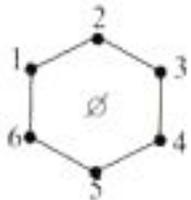
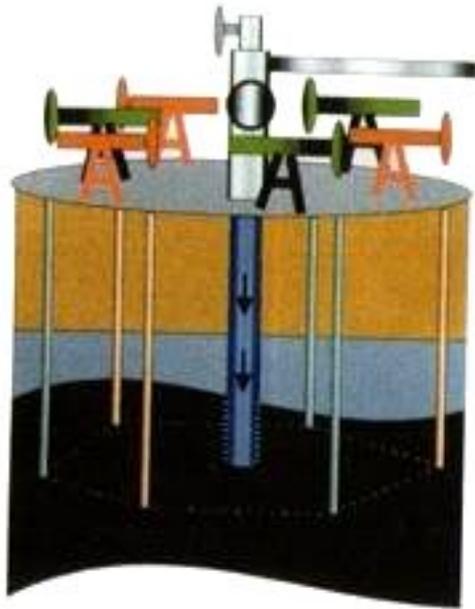
- ИДТВ(П), обладает всеми положительными качествами технологии ИДТВ
- ИДТВ(П), в отличие от ИДТВ, позволяет активизировать не только внутрислоистовые термокапиллярные и термоупругие процессы, но и проявлять гидродинамические упругие силы между нефтенасыщенными блоками малой проницаемости и высокопроницаемыми разностями окружающих пород. В результате достигается повышение охвата коллекторов вытеснением и, как результат, увеличение нефтеизвлечения (в однородном низкопроницаемом пласте до 40% из которых почти 10% являются эффектом от пауз).
- расход теплоносителя при ИДТВ(П) составляет 3,1 тонна на одну тонну нефти

Недостатки технологий ИДТВ и ИДТВ(П)

- Необходимо применять плотные сетки скважин, приводит к высоким капитальным вложениям.
- Каждая нагнетательная скважина обеспечивает воздействие на определенные запасы (участки) нефти
- Технологии нагнетания теплоносителя в центральные нагнетательные скважины неизбежно оставляют значительные «целики», не охваченные воздействием.
- Теплоноситель, в течение длительного времени прокачиваемый через скважину, выполняет на небольшой части своего пути малоэффективную работу как агент воздействия, теряя при этом свое ценное качество – тепло.

Теплоциклическое воздействие на нефтяной пласт (ТЦВП)

Патент РФ № 1744998, 1990 год, авторы В.И. Кудинов, В.С. Колбиков



- ∅ - центральная нагнетательная скважина
- - добывающая / нагнетательная скважина

ТЦВП – единый технологический процесс комплексного теплового воздействия на пласт через систему нагнетательных и добывающих скважин.

- промышленные испытания технологии ТЦВП проводились в течение длительного периода с 1988-2004 года
- на Гремихинском месторождении

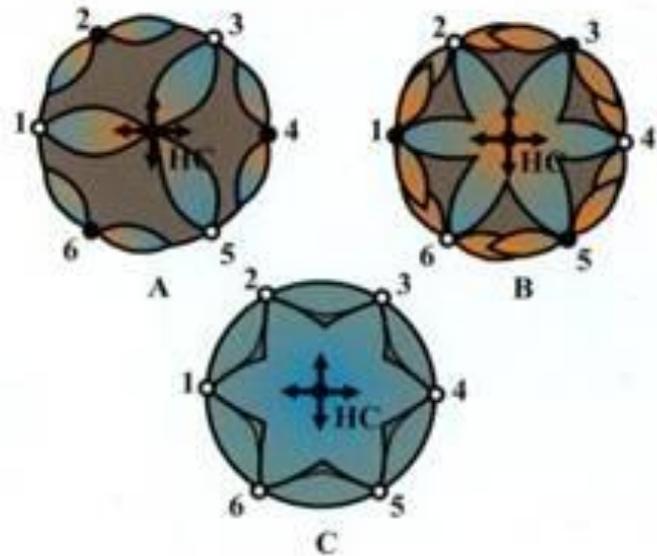
Сущность технологии

- заключается в нагнетании заданного (найденного расчетным путем, в зависимости от схемы размещения скважин и геологического строения залежи) количества теплоносителя в данный элемент залежи через паронагнетательную и три добывающие нефтеные скважины, сгруппированные через одну в 7-точечном элементе скважинн. Нагнетание в паронагнетательную скважину (расположенную в центре) ведется постоянно, в режиме ИДТВ(П), а добывающие – циклические, с переменной их функций по закачка теплоносителя в режиме ИДТВ или отбор нефти (жидкости).

Цикл ТЦВП

1. Нагнетание теплоносителя одновременно через центральную нагнетательную и добывающие скважины данного элемента, расположенные через одну в режиме ИДТВ(П), отбор нефти осуществляется через оставшиеся (через одну) добывающие скважины
2. Отличается от первого тем, что добывающие скважины меняются функциями. Добывающие три скважины, в лоторые закачивали теплоноситель, переводятся под добычу нефти, а нефтедобывающие три скважины переводятся под закачку теплоносителя
3. Нагнетание теплоносителя осуществляется только через центральную нагнетательную скважину, а из всех добывающих скважин осуществляется отбор нефти (жидкости)

Циклы повторяются заданное количество раз. После завершения всех циклов ТЦВП переходят к завершающей стадии разработки элемента. На этой стадии центральная нагнетательная скважина переводится под нагнетание холодной или нагретой воды для проталкивания остаточной тепловой оторочки, а все добывающие скважины переводят в режим эксплуатации.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- ◆ - центральная нагнетательная скважина в режиме постоянной закачки теплоносителя
- - добывающие скважины
- - скважины в режиме нагнетания теплоносителя
- (orange) - охваченная процессом вытеснения зона
- (brown) - неохваченные вытеснением "целики" нефти
- А - начальная стадия процесса вытеснения нефти из "целиков" при ТЦВП
- В - средняя стадия развития процесса вытеснения из "целиков" при ТЦВП
- С - конечный охват элемента разработки вытеснением при технологии ТЦВП

Преимущества ТЦВП

- ТЦВП обладает всеми положительными качествами технологии ИДТВ и ИДТВ(П)
- Ускоряет процесс рассредоточения ввода теплоносителя в продуктивный пласт, в результате чего повышается темп теплового воздействия и тепловая эффективность процесса
- Повышается продуктивная характеристика добывающих скважин, что приводит к интенсификации добычи нефти и повышению темпа выработки запасов нефти
- Повышается охват коллектора тепловым воздействием и, как результат, повышается конечная выработка запасов нефти
- Создаются условия для применения более редких сеток скважин, за счет чего значительно снижаются капитальные вложения
- расход теплоносителя при ТЦВП составляет 2,6 тонна на одну тонну нефти
- Коэффициент конечного нефтеизвлечения составляет около 45%

Сравнительные показатели разработки месторождений с вязкими и высоковязкими нефтями при использовании разных технологий на месторождениях Удмуртской Республики

	заводнение	ПТВ	ИДТВ	ИДТВ(П)	ТЦВП
Конечное нефтеизвлечение, %	16-18	25-27	37	40	43-45
Допустимая глубина использования метода, м	Нет ограничений	700-800	2500 и более	2500 и более	2500 и более
Удельный расход теплоносителя на извлечение одной тонны нефти, тонн	Закачка холодной воды 1,15-1,2 т	6,4	3,4	3,1	2,6

Механизм нефтеизвлечения при ТПВ

- агент воздействия - полиакриламид японского производства типа PDA-1012 и PDA-1020;
- вязкость водного раствора полиакриламида в поверхностных условиях разогретого до 90-95 °С (при температуре 100 °С наступает деструкция полимерного раствора) составляет 1,5-2,0 мПа·с ;
- вязкость водного раствора полиакриламида при остывании (пластовая температура 32 °С) составляет 10-15 мПа·с;
- с увеличением вязкости возрастают общие гидравлические сопротивления пласта;
- снижается вязкость нефти за счет нагрева пласта;
- активизируется процесс капиллярной пропитки матрицы.

Критерии применимости метода термополимерного воздействия

геолого-физические критерии:

- величина вязкости нефти в пластовых условиях ($30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и более);
- применимость термополимерного воздействия существенно зависит от проницаемости матрицы (блоков) трещиновато-порового коллектора: при проницаемости менее $3 \cdot 10^{-2} \text{ мкм}^2$ метод малоэффективен ввиду низких скоростей капиллярной пропитки блоков;

геолого-физические критерии:

- наиболее приемлем метод для трещиновато-поровых систем;
- пластовая температура не более 95 °С ;
- отсутствие подошвенной воды;
- ТПВ применим как при рядной системе расстановки скважин (внутриконтурное заводнение) так и при площадной системе;
- наилучшие результаты могут быть достигнуты, когда метод применяется с начало разработки залежи.

Технологические критерии

1. обязательным технологическим условием успешности процесса ТПВ является обеспечение непрерывности закачки горячего полимерного раствора в расчетных объемах, а также соблюдение температурного режима;
2. полимеры для ТПВ должны сохранять свои свойства по реологии до температуры 95 - 100 °С;
3. раствор полимера, поступающий в пласт, не должен содержать твердых или гелеобразных частиц;
4. полимерный раствор не должен подвергаться при закачке механической деструкции, с этой целью необходимо использовать только поршневые насосы;
5. потери тепла при прохождении полимерного раствора от нагревательной печи до забоя скважины должны быть минимальными.

Проектирование технологии ТПВ

- при его применении не требуется нестандартное или специальное оборудование;
- для приготовления водных растворов полимеров используются блочные установки типа УДПП-1.5;
- для подогрева водного раствора полимера применяются печи типа ПБ-160/100;
- последовательность воздействия по данной технологии заключается в закачке сначала расчетной оторочки горячего полимерного раствора с последующим продвижением ее в глубь пласта закачкой воды;
- размер оторочки горячего полимерного раствора определяется термогидродинамическими расчетами и составляет 20-30% порового объема продуктивного пласта;

Проектирование технологии ТПВ

- концентрация полимерного раствора зависит от свойств полиакриламида и связана с расчетной температурой закачки, в среднем эта величина находится в пределах 0,05-0,1% (по сухому порошку);
- темпы нагнетания полимерного раствора определяются оптимальной скоростью фильтрации вытесняющего агента в пластовой системе и рассчитываются в технологической схеме разработки месторождения;
- процесс ТПВ должен проводиться таким образом, чтобы температура полимерного раствора на забое была выше первоначальной температуры пласта не менее чем на 20-30 °С ;
- основным принципом проектирования технологии ТПВ является обеспечение высокой технологической эффективности процесса в условиях трещиновато-порового коллектора, содержащего нефть повышенной и высокой вязкости.

Промышленные испытания

- с целью получения достоверных данных и сравнения полученных результатов по нефтеотдаче от закачки холодного раствора ПАА, горячего раствора ПАА и обычной необработанной воды были проведены многолетние промышленные испытания на Мишкинском месторождении в Удмуртии;
- по своим геолого-физическим показателям Мишкинское месторождение относится к категории исключительно сложнопостроенных;
- работы начаты в 1976 г. и продолжаются до настоящего времени в соответствии с утвержденной техсхемой. Для проведения промышленных испытаний было выбрано три равноценных участка залежи;

Промышленные испытания

- ТПВ осуществлялось на участке скв.1413;
- холодное полимерное воздействие (ХПВ) - на участке скв.1411;
- водное воздействие (ВВ) - на участке скв.1417;
- результаты на трех участках сравнивались с показателями разработки на участках скв.1416 и 1421, разрабатываемых на естественном режиме (ЕР);
- концентрация ПАА для холодного полимерного и горячего полимерного растворов составляет 0,05% (по сухому порошку японского ПАД типа PDA-1012 и PDA-1020);

Промышленные испытания

- закачка осуществляется поршневыми насосами до создания полимерной оторочки в объеме 20% от объема пор пласта участка, с последующим перемещением ее нагнетанием воды до полного завершения разработки залежи 2-3 объема пор пласта (элемента);
- для приготовления горячего полимерного раствора используются трубные подогреватели ПТ-160/100, в качестве топлива используется газ;
- текущее нефтеизвлечение на участке ТПВ превысила утвержденную ГКЗ РФ (0,39) и составляет 0,45 от начальных балансовых запасов и 114,5% от начальных извлекаемых запасов;

Промышленные испытания

- при дальнейшей реализации запроектированной технологии ТПВ конечный коэффициент нефтеизвлечения будет значительно выше. Примера таких высоких результатов по КИН в карбонатных, крайне неоднородных карбонатных коллекторах с вязкими нефтями нет в практике нефтедобычи;
- учитывая положительные результаты полимерной технологии, в 1986 г. выбрали еще один участок в районе нагнетательной скв. 1415 (ТПВ-2), до 1986 г. этот участок разрабатывался на естественном режиме, участок расположен северо-восточнее участка ТПВ-1;
- после закачки горячего раствора ПАА в объеме 265 тыс. м³ участок продолжает устойчиво работать, наращивая темп добычи нефти с хорошими показателями, что говорит о высокой эффективности термополимерного воздействия.

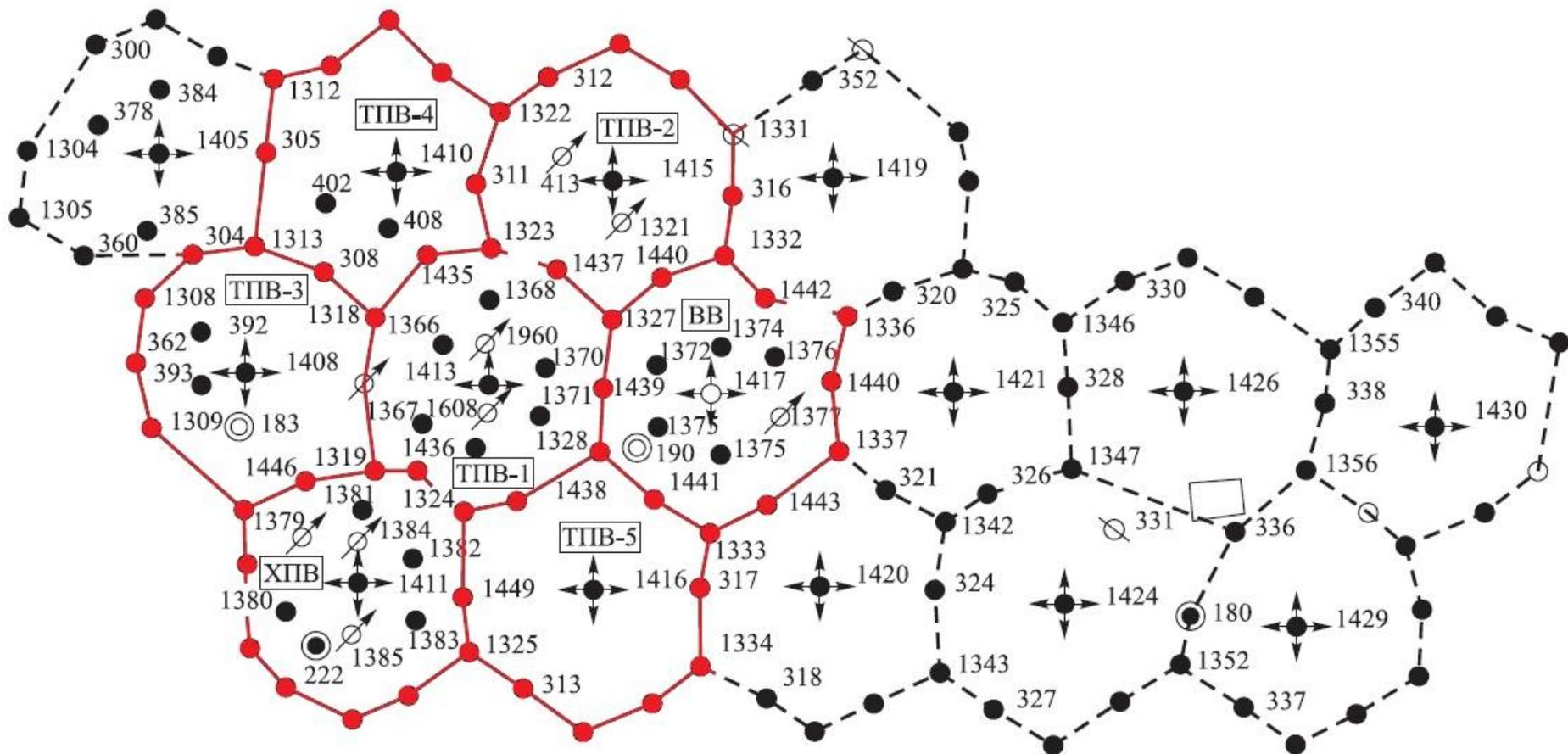
Характеристика участков промышленного испытания технологии ТПВ, ХПВ в сравнении с водным воздействием и естественным режимом

№	Показатели	Единица измерения	Участок ТПВ, скв. 1413	Участок ХПВ, скв. 1411	Участок ВВ, скв. 1417	Участок ЕР, скв. 142
1	Площадь участка	га	78,5	78,5	78,5	78,5
2	Запасы нефти геологические извлекаемые	млн. т	1,25 0,49	1,45 0,57	1,24 0,48	1,16 0,45
3	Количество скважин: добывающих нагнетательных	ед.	18 1	18 1	18 1	13
4	Сетка скважин	м × м	250 × 250	250 × 250	250 × 250	250 × 250
5	Нефтенасыщ. толщина	м	16,3	18,5	14,5	12,6
6	Начальное пластовое давление	МПа	14,5	14,5	14,5	14,5
7	Тип коллектора	Карбонатный, пористо-кавернозно-трещиноватый				
8	Пористость	%	16	16	16	16
9	Проницаемость	мкм ²	0,235	0,235	0,235	0,235
10	Коэффициент нефтеизвлечения, утвержденный ГКЗ		0,39	0,39	0,39	0,39
11	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа · с	73,2	73,2	73,2	73,2

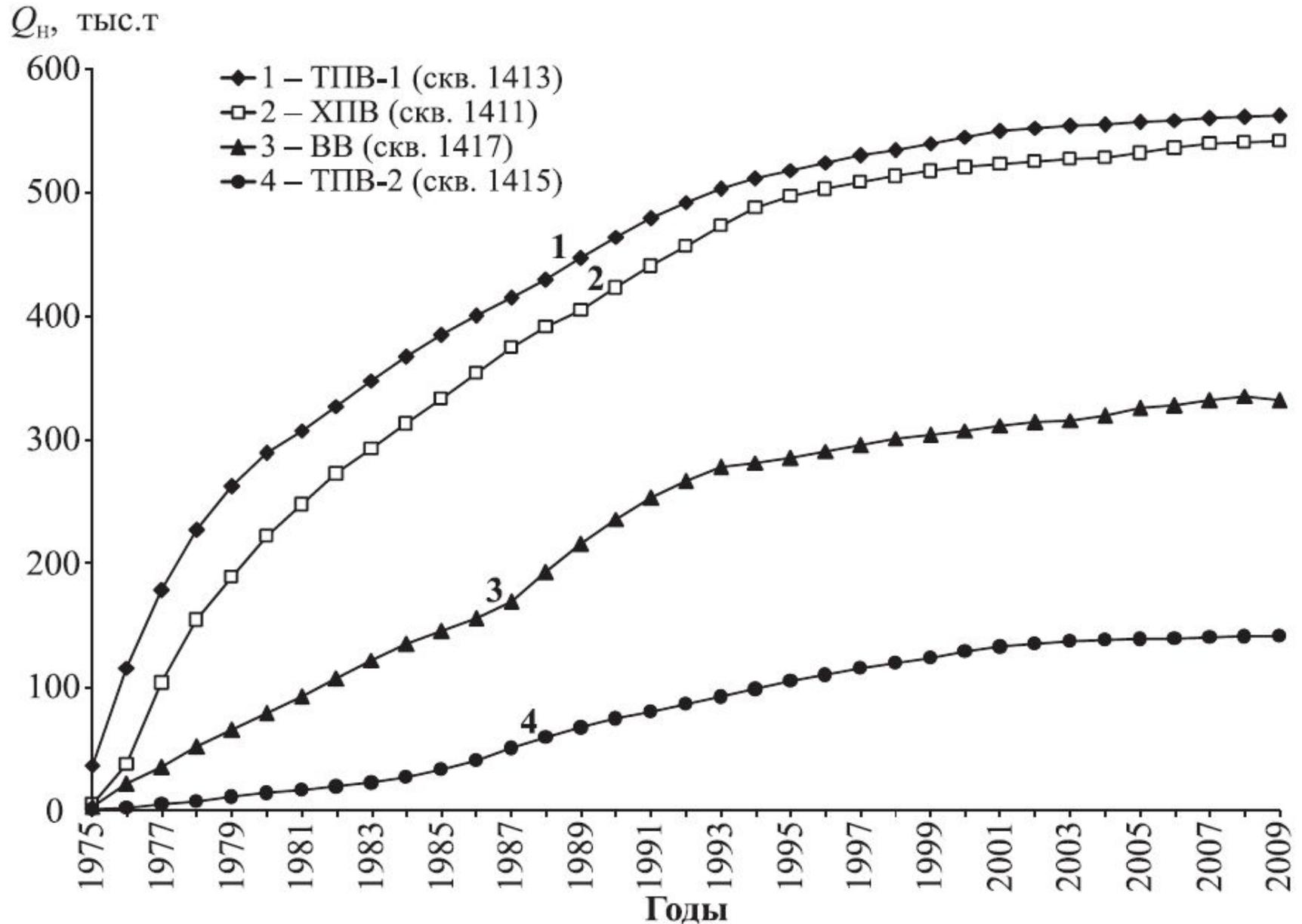
**Показатели разработки опытных участков турнейского яруса
Мишкинского месторождения на 01.01.2009 г.**

№ п/п	Объект, участок разра- ботки	Ввод в разра- ботку Начало ОПР	Началь- ные балан- совые запасы, тыс. т	Накоп- ленная добыча нефти, тыс. т	Накоп- ленная закачка р-ра, тыс. м ³	КИН, утвер- жден- ный ГКЗ, доли ед.	Текущ. КИН, доли ед.	$P_{пл}$, МПа	К-во добыв. Нагн. сква- жин	Сетка скважин м × м
1	ТПВ-1 скв. 1413	<u>1975</u> III.1976	1250	562	334,9	0,39	0,45	14,79	<u>17</u> 1	250 × 250
2	ТПВ-2 скв. 1415	<u>1976</u> VIII.1987	970	141	266	0,39	<u>0,080</u> 0,42	14,51	<u>11</u> 1	250 × 500
3	ХПВ скв. 1411	<u>1975</u> X.1977	1454	489,3	289,5	0,39	0,37	15,29	<u>16</u> 2	250 × 250
4	ВВ скв. 1417	<u>1976</u> XI.1977	433,4	271,8	297,2 (вода)	0,39	0,27	15,13	<u>16</u> 1	250 × 250
5	ЕР скв. 1424	<u>1976</u>	451,0	98,8	53,2 (вода)	0,39	0,08	14,40	<u>12</u> 1	250 × 500

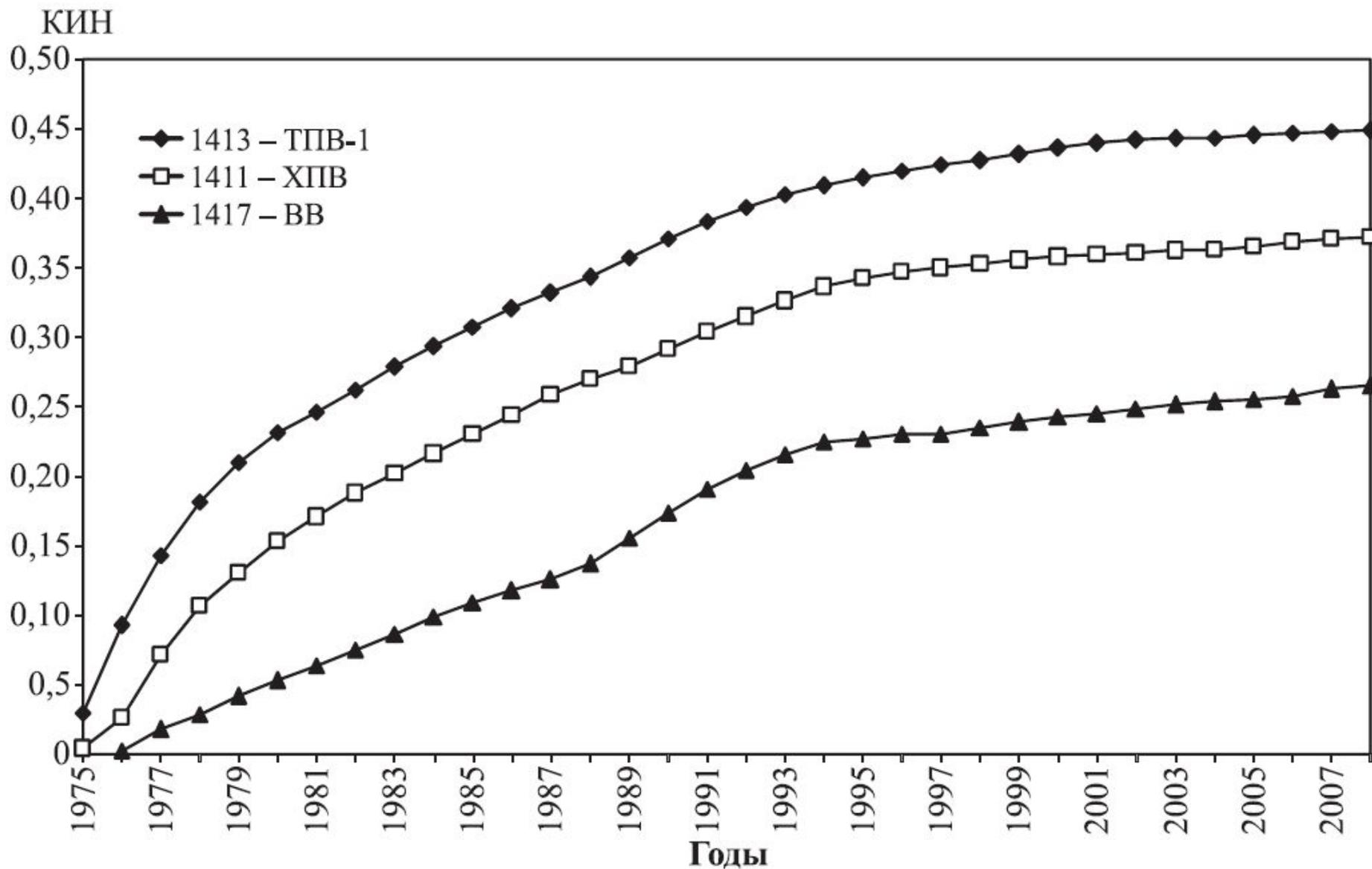
Схема расположения участков (действующих и планируемых) по термополимерному воздействию на Мишкинском месторождении



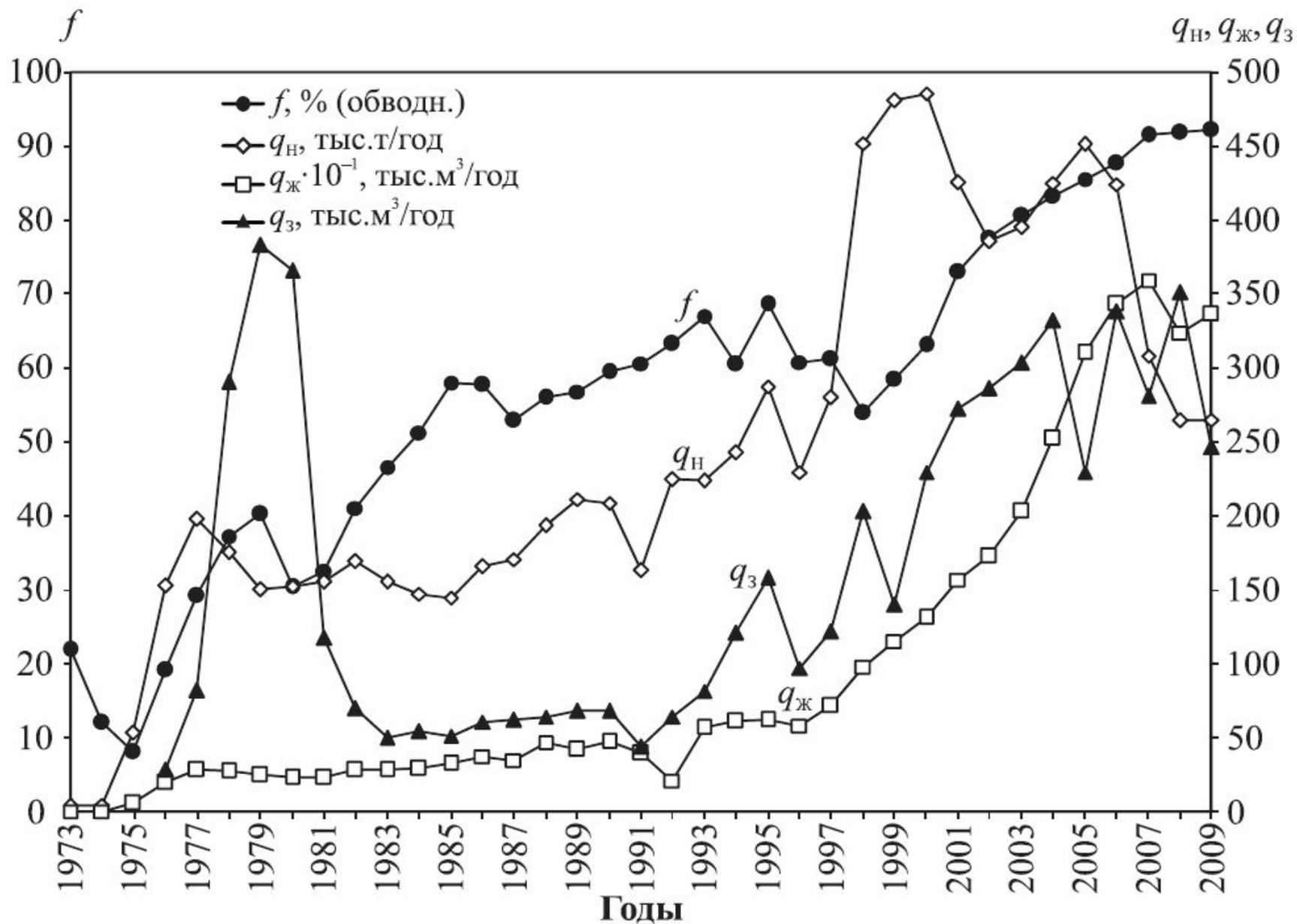
Сопоставление накопленной добычи нефти по опытным участкам Мишкинского месторождения



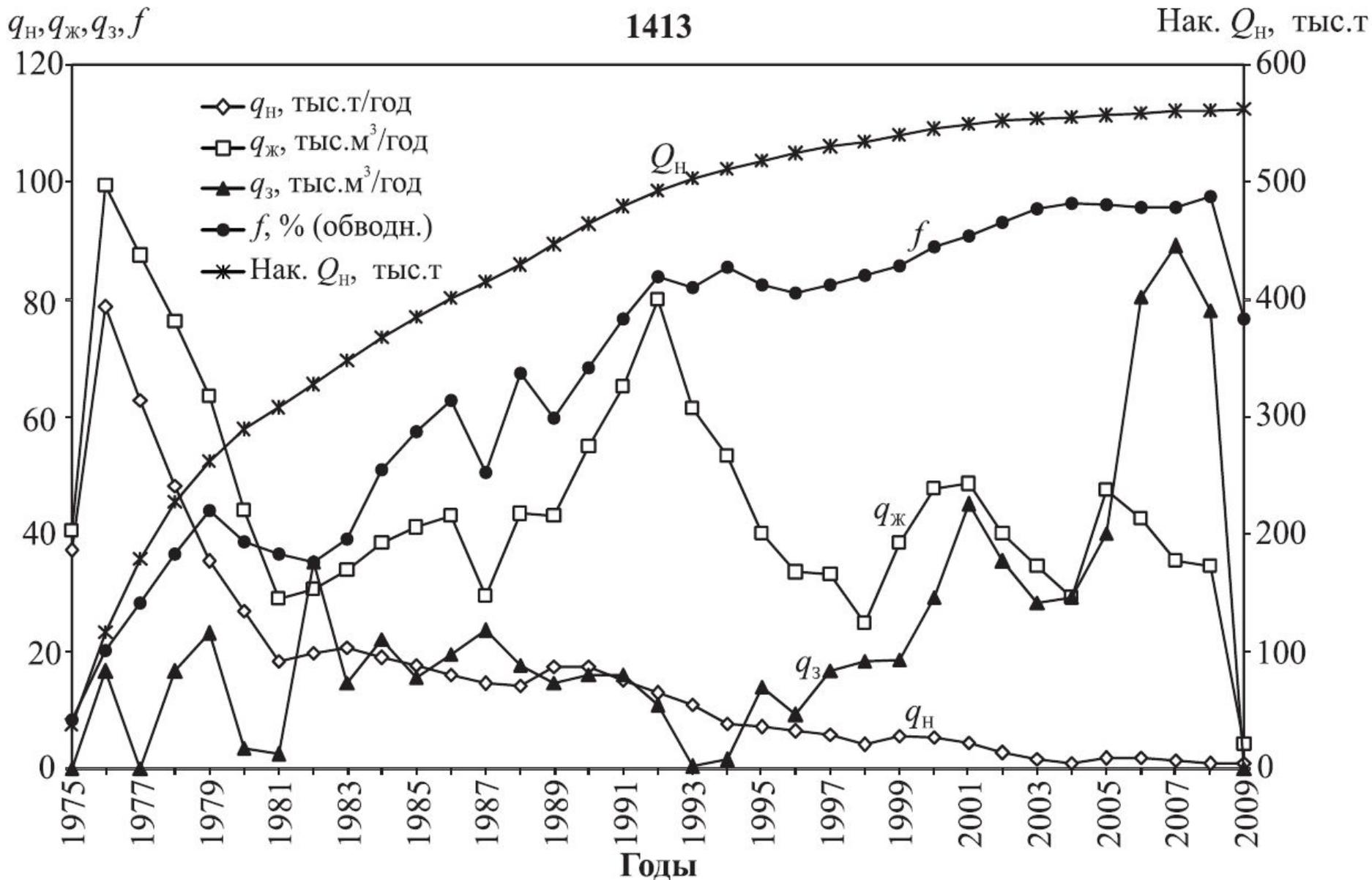
Изменение коэффициента нефтеизвлечения во времени по опытным участкам Мишкинского месторождения



Графики разработки черепетского горизонта Мишкинского месторождения



Графики разработки участка ТПВ-1 (скв. 1413) Мишкинского месторождения



Технологические параметры разработки и полученные результаты внедрения ТПВ на первоочередном опытном участке нагнетательной скважины 1413 (ТПВ-1) черепетской залежи Мишкинского месторождения по состоянию на 01.01.2009

№ п/п	Параметры процесса и показатели разработки	Единица измерения	Числовое значение	Примечание
1	Площадь участка	га	78,5	
2	Начальные запасы нефти	тыс. т	1250	
3	Количество скважин всего в т. ч. нагнетательных добывающих контрольных	шт.	21 1 18 2	Во внутреннем кольце — 6 В 1993 г. 2 контр. скважины пере- реведены под нагнетание
4	Закачано рабочего агента всего в т. ч. раствора ПАА горячей воды	тыс. м ³	802,5 334,9 9,2	Японский ПАА марки RDA-1041; RDS-1012-B
5	Концентрация ПАА	% мас.	0,05	
6	Добыча нефти: с начала разработки	тыс. т	561,0	
7	Текущий коэффициент извлечения нефти от НБЗ	доли ед.	0,45	

Спасибо за внимание!