

Разработка нефтяных месторождений

часть 2



Самарский Государственный
Технический Университет

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Предпосылки организации заводнения

- В нашей стране и за рубежом в начальный период развития нефтедобычи, разработка нефтяных месторождений осуществлялась на режиме истощения пластовой энергии. При полном истощении пластовой энергии разработки месторождений прекращалась.
- В конце 20-х - начале 30-х годов обратили внимание на то, что из скважин, в которых появилась вода, добыча была достаточно стабильной и в итоге, суммарная добыча составляла значительную величину.
- **В 1932 году комиссия под руководством академика И.М.Губкина**, при анализе состояния разработки месторождений Старо-Грозненского района установила эффективность вытеснения нефти из пластов контурной водой.
- В этот период естественный водонапорный режим был признан наиболее эффективным.
- В 30-е годы начала развиваться теория разработки нефтяных месторождений, появились понятия водонапорного режима и интерференции скважин.(Лейбензон М.С.,М. Маскет, В.Н.Щелкачев)
- Идея восполнения пластовой энергии путем нагнетания в пласт воды через специальные скважины с поверхности в нашей стране была впервые реализована после войны в небольших масштабах на истощенном месторождении Широкая Балка под руководством академика А.П. Крылова.
- В крупном промышленном масштабе законтурное заводнение было проведено на Туймазинском нефтяном месторождении в 1948г.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Предпосылки организации заводнения

- В США в конце 20-х годов отдельные пятиточечные элементы площадного заводнения были осуществлены на истощенном Бредфордском месторождении.
- Однако всерьез применять искусственное заводнение стали только в 40-х годах. До этого Техасская железнодорожная компания, которая контролировала разработку нефтяных месторождений, запрещала заводнение нефтяных пластов.
- В нашей стране искусственное заводнение получило более широкое распространение чем в США. Это связано с разными экономическими системами.
- Зарубежные специалисты считали, что в первый период разработка залежей должна осуществляться на естественном режиме, до максимального истощения пластовой энергии. Кроме того, считалось, что заводнение целесообразно применять только для залежей с низкой проницаемостью (до $5-10 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$) и вязкостью нефти до $100 \text{ мПа} \cdot \text{сек}$.
- В этот же период в США проведены первые промышленные испытания закачки газа в пласт.
- В настоящее время в нашей стране более 90% месторождений нефти разрабатываются с применением различных видов заводнения.
- Популярность искусственного заводнения во многих странах обусловлена следующими факторами:
 - доступностью воды;
 - относительно простой технологией нагнетания воды в пласт;
 - высокой эффективностью вытеснения нефти водой.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Предпосылки организации заводнения

- Эффективность заводнения для гидрофильных коллекторов доказана на примере разработки большого числа месторождений как у нас в стране, так и за рубежом. По сравнению с режимом растворенного газа или УВНР реализация различных систем заводнения позволяет получить конечный коэффициент нефтеотдачи в 2 – 2,5 раза больше.
- Эффективность заводнения может быть сомнительной только для гидрофобных коллекторов.
- Развитие систем, технологий и методов заводнения в нашей стране и в США происходило одновременно и независимо друг от друга. В результате сложились различные принципы заводнения нефтяных месторождений.
- К основным принципам заводнения можно отнести следующие:
 - время начала искусственного заводнения;
 - система размещения и плотность сетки скважин;
 - порядок разбуривания залежи;
 - технология заводнения;
 - темпы разработки;
 - порядок или очередность отключения скважин.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

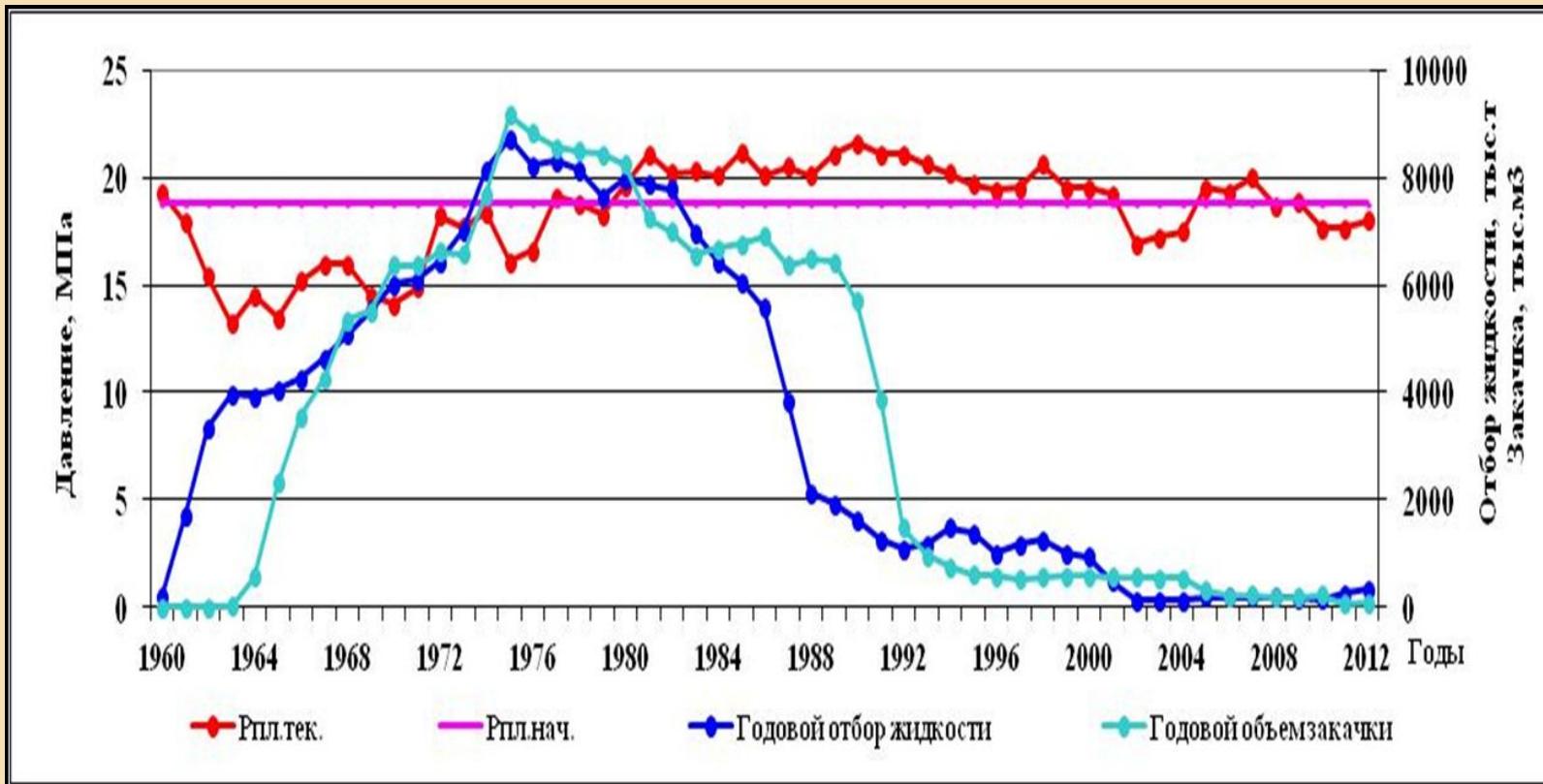
Принципы заводнения нефтяных залежей

Время начала заводнения

- В период развития теории разработки нефтяных месторождений вопрос времени начала закачки воды тщательно изучался. Оценивалась возможность использования природной пластовой энергии залежей, определялась доля запасов нефти, которую можно извлечь за счет естественной энергии. (пример – Зольненское месторождение)
- Основным фактором указывающим на необходимость внедрения заводнения является динамика пластового давления. Снижение пластового давления ниже давления насыщения ведет к разгазированию нефти в пласте.
- Исследования того времени показывали, что целесообразно допускать частичное разгазирование нефти в пласте (не более 10-15% от объема пор) при снижении давления на 10-15% ниже давления насыщения нефти газом.
- Разгазирование нефти в пласте способствует уменьшению водонефтяного фактора за счет снижения фазовой проницаемости для воды. В то время как фазовая проницаемость для нефти увеличивается за счет повышения суммарной насыщенности нефти и газа.
- Однако сильное разгазирование нефти в пласте становится нецелесообразным, т.к. вызывает повышение вязкости нефти в 2-3 раза, что значительно снижает нефтеотдачу пластов.
- Отрицательные последствия от снижения пластового давления ниже давления насыщения при отставании освоения системы заводнения наблюдались по отдельным горизонтам Узеньского месторождения с высокопарафинистой нефтью.
- На месторождениях Урало-Поволжья, разрабатываемых при активном водонапорном режиме для таких же соотношений нефти и воды, примерно такая же нефтеотдача достигалась при обводненности в 2-3 раза меньшей.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Время начала заводнения



ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

- Однако на месторождениях, где вязкость нефти мало зависит от давления, нефтеотдача при частичном разгазировании нефти и вытеснении ее водой оказывается выше, чем при обычном заводнении. Оптимальное снижение пластового давления в этом случае составляет примерно 20% от давления насыщения. Увеличение нефтеотдачи при этом возможно на 5-10%.
- Для месторождений с резко изменяющимися физическими свойствами нефти в зависимости от давления, целесообразное снижение давления ниже $P_{нас}$ должно быть не более 10%.
- Исследования выполненные в США также показали, что в гидрофильных коллекторах, при снижении давления ниже $P_{нас}$ нефтеотдача при вытеснении нефти водой может быть на 8-10% больше, чем при давлениях выше $P_{нас}$.
- В практике разработки нефтяных месторождений США заводнение применялось на более поздних стадиях разработки, чем в нашей стране. Сначала месторождения разрабатывались на истощение, а затем внедрялись площадные системы заводнения.
- Такой подход связан с экономикой капиталистического рынка. Необходимо получить прибыль от вложенного капитала в кратчайшие сроки при минимальных капитальных вложениях. Вопросы нефтеотдачи пласта в начальный период разработки имеют второстепенное значение. Разработка месторождения на истощение обеспечивает быструю окупаемость капитальных вложений.
- При этом разработка залежей на истощение позволяет получить дополнительную информацию о механизме движения нефти и газа в пористой среде, энергетической характеристике пластовой водонапорной системы.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

- **Системы размещения и плотность сетки скважин**
- При заводнении залежей нефти большое значение имеет выбор размещения скважин на площади нефтеносности.
- Выбор системы размещения скважин и системы заводнения зависит от геолого-физической характеристики пласта.
- Основными параметрами, позволяющими дать обобщенную характеристику пласта являются: коэффициент гидропроводности $E = kh/\mu$ и коэффициенты, характеризующие неоднородность коллектора – коэффициент песчаности и расчлененности.
- Исследованиями института Гипрвостокнефть по оценке эффективности систем заводнения в различных геолого-физических условиях установлено, что при низкой гидропроводности (менее $60 \text{ мкм}^2 * \text{см} / (\text{МПа} * \text{сек})$) и большой прерывистости пласта наиболее рациональным будет применение площадной и однорядной систем заводнения с начала разработки.
- В случае более высокой гидропроводности более целесообразным будет применение 3-х рядных систем заводнения.
- Применение пятирядных систем заводнения целесообразно лишь при достаточно хорошей характеристике продуктивных пластов (гидропроводность более $360 \text{ мкм}^2 * \text{см} / (\text{МПа} * \text{сек})$)
- Однако, в этом случае, следует предусмотреть возможность интенсификации системы разработки размещением дополнительных очагов заводнения и переносом фронта нагнетания. (Самотлор)

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

- Если залежи характеризуются пониженной проницаемостью коллекторов, резкой зональной неоднородностью продуктивных пластов, повышенной вязкостью нефти или резким ухудшением условий фильтрации на границах залежей, следует применять более плотные сетки скважин и более интенсивные системы заводнения.
- По технико-экономическим показателям однорядная и площадная системы заводнения эффективнее многорядных систем при любых геолого-физических характеристиках эксплуатационных объектов.

Оптимальная плотность сетки скважин

- Проблема оптимальной плотности сетки скважин, обеспечивающей наиболее эффективную разработку месторождений, много лет была самой острой в области проектирования разработки.
- Долгое время, при использовании эмпирических методов проектирования разработки, практически не учитывались законы фильтрации жидкостей и особенности строения пласта.
- Существовала теория Томлинсона об ограниченном «радиусе влияния скважин» и «критическом числе скважин».

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

- В начальный период развития теории разработки нефтяных месторождений применялось «правило» Котлера, утверждавшее, что суммарная добыча нефти из каждой скважины обратно пропорциональна корню квадратному из площади ее дренирования.
- Такой подход приводил к чрезмерному уплотнению сетки скважин, которая иногда составляла 1 га/скв.
- Примером в мировой практике является крупнейшее в США месторождение Ист-Тексас (Восточный Техас) с извлекаемыми запасами 1 млрд.т. На этом месторождении с исключительно хорошими геолого-физическими характеристиками пласта пробурено около 30 000 скважин с плотностью сетки 2 га/скв. Позднее выяснилось, что примерно 25 000 скважин были лишними.
- Аналогичная картина наблюдалась на высокопродуктивных месторождениях Старо-Грозненского района и Азербайджана.
- Тенденция к разряжению сеток скважин наметилась в 1932 году (акад. Губкин) до 4-9 га/скв.
- В 1937 году Американский нефтяной институт сделал вывод о том, что небольшие расстояния между скважинами экономически не выгодны. Впервые прозвучало понятие «оптимальная плотность сетки скважин» - это такая плотность, при которой будет обеспечена максимально возможная добыча нефти при достижении максимальной прибыли.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

- В конце 30-х годов начала формироваться теория пластовых водонапорных систем. (М. Маскет, В.Н.Щелкачев). Введено понятие интерференции (взаимодействия) скважин при дренировании нефтеносных пластов. Согласно этой теории, скважины, дренирующие гидродинамически единый пласт, взаимодействуют между собой, вследствие чего увеличение их количества сверх некоторого числа на ограниченной площади мало повышает отбор жидкости из пласта.
- Теория интерференции скважин получила практическое развитие только в послевоенные годы. Исходя из этой теории в 1948г. была запроектирована на Туймазинском нефтяном месторождении сетка скважин плотностью 20 га/скв (400х500м) с искусственным законтурным заводнением. Это был безпримерный качественный скачок в проблеме размещения скважин и методах разработки нефтяных месторождений.
- Сетка скважин 20-24 га/скв были реализованы на многих месторождениях Урало-Поволжья. Положительный опыт разработки этих месторождений послужил основанием для еще более решительного шага по разряжению сетки скважин.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

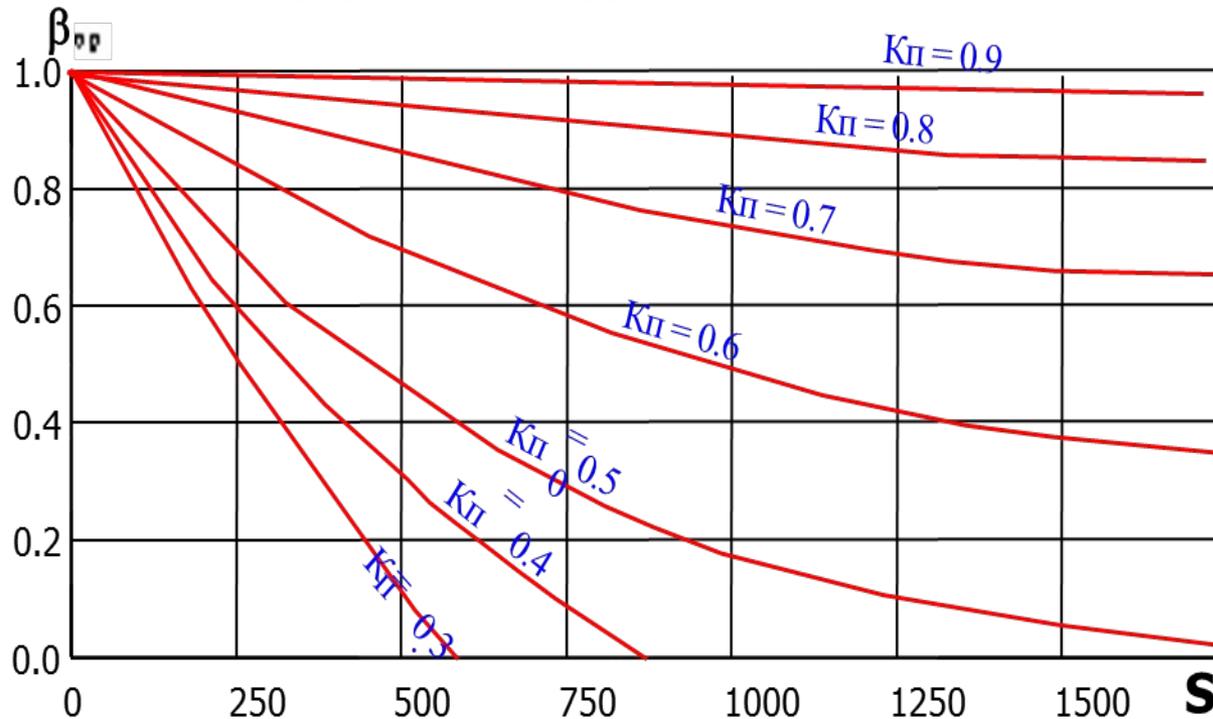
- В 1953г. виднейшими учеными США был опубликован доклад по плотности сеток скважин и ее влиянию на конечную нефтеотдачу пластов. В докладе рекомендовались большие расстояния между скважинами, которые должны увеличиваться с повышением проницаемости пластов, глубины их залегания и расходов на поддержание пластового давления (ППД).
- Аналогичные концепции по данной проблеме развивались и в нашей стране. Так по Ромашкинскому месторождению бала запроектирована сетка скважин 52 га/скв и разрезание залежи рядами нагнетательных скважин на 23 участка самостоятельной разработки. При этом 30% общего фонда скважин рассматривалось в качестве резерва для уплотнения сетки по мере уточнения геологического строения месторождения.
- С конца 50-х годов проектирование плотности сетки скважин 50-60 га/скв для месторождений с хорошими коллекторскими свойствами стало обычной практикой для всех месторождений страны.
- В Западной Сибири в 60-70х годах начальная сетка скважин принималась 49-56 га/скв.
- Однако, разработка месторождений редкими сетками скважин оказалась значительно сложнее, чем предполагалась. Практически по всем этим объектам в дальнейшем потребовалось уплотнение сетки скважин Это связано с тем, что в тот период не учитывалась неоднородность пласта, что в свою очередь связано с недостаточной изученностью залежи в начальный период разработки.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

Оптимальное размещение скважин, плотность сетки скважин.

График зависимости коэффициента дренирования ($\beta_{др.}$) от расстояния между скважинами (S) при различных коэффициентах песчаности пластов ($K_{п.}$).



Основные геолого-физические характеристики			Система разработки		
Вязкость нефти. МПа·с/μ _n	Подвижность мкм ² /МПа·с К/μ _n	Песчанис тость К _n	Плотность сетки скв. га/скв.	Размещение скважин	
1	2	3	4	5	
0,5-5,0	До 0,1	0,5-0,65	<u>16-32</u> 24	Рядная, площад. 1-3 ряда, 5-7 точ.	
		0,65-0,80	<u>20-36</u> 28	Рядная, 3 ряда	
		более 0,80	<u>24-40</u> 32	Рядная, 3-5 рядов	
	Более 0,1	0,5-0,65	<u>24-40</u> 32	Рядная, 3 ряда	
		0,65-0,80	<u>28-40</u> 36	Рядная, 5 рядов	
		Более 0,80	<u>33-49</u> 42	Рядная, 5 рядов	
5-40	До 0,1	0,5-0,55	<u>12-24</u> 18	Площадное, 5-7-9 точечное	
		0,65-,80	<u>18-28</u> 23	Рядное, 1-3 ряда. Площадное, 5-7-9 точечное	
		Более 0,80	<u>22-33</u> 24	Рядное, 3 ряда. Площадное, 5-7-9 точечное	
	Более 0,1	0,5-0,65	<u>16-28</u> 22	Рядное, 1-3 ряда. Площадное, 5-7-9 точечное	
		0,65-0,80	<u>22-32</u> 27	Рядное, 1-3 ряда.	
		Более 0,80	<u>26-36</u> 31	Рядное, 1-3 ряда.	

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

Зависит ли конечный коэффициент нефтеизвлечения (КИН) от плотности сетки скважин?

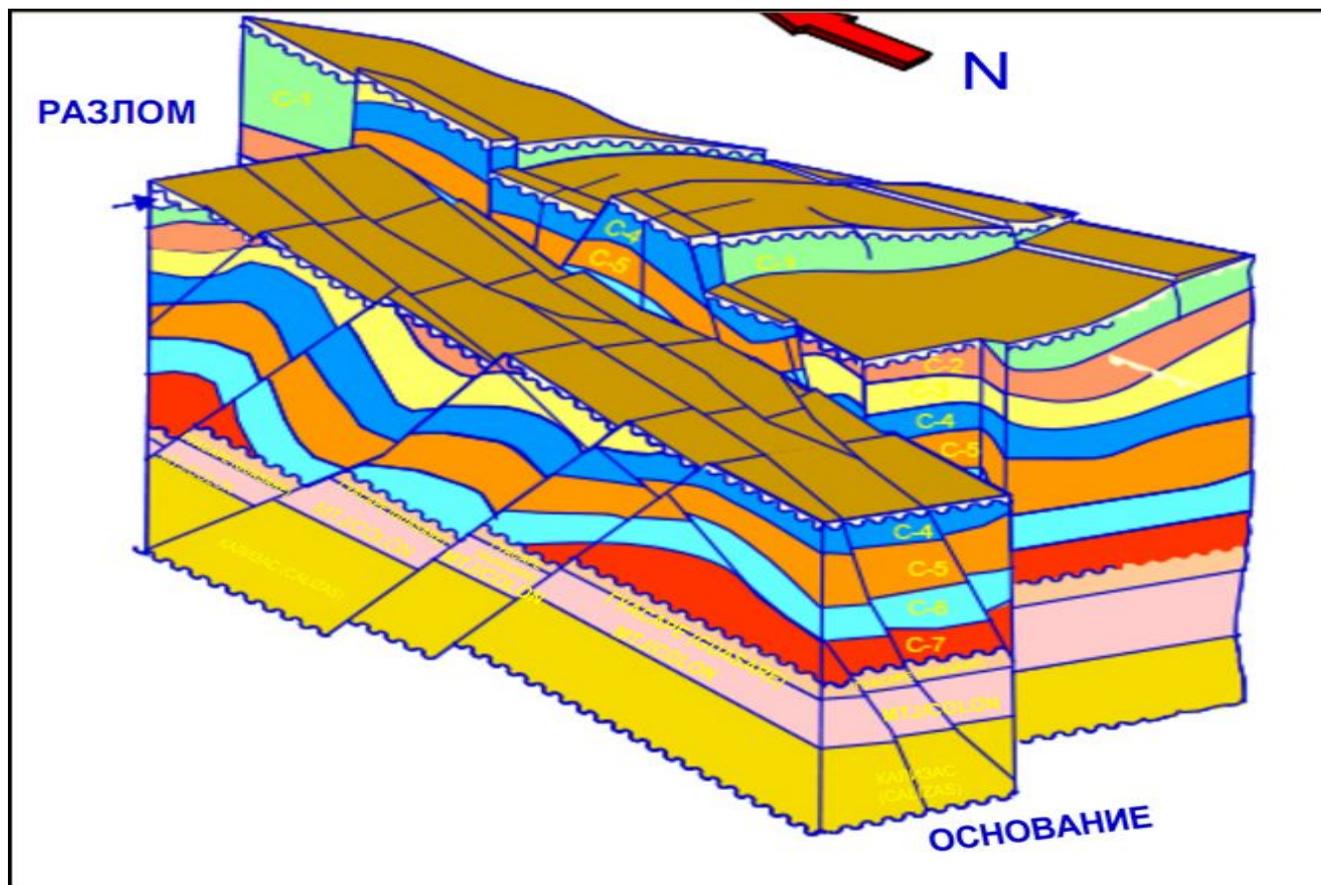
КИН слабо зависит от плотности сетки скважин

- Исследования показали. Что для гидродинамически однородных пластов с высокими коллекторскими свойствами КИН не значительно зависит от плотности сетки скважин.
- Был проведен промышленный эксперимент на Бавлинском нефтяном месторождении, который показал, что разрежение сетки скважин от 20 до 40 га/скв мало отразилось на нефтеотдаче нефтяной зоны пласта Д1.
- На самом крупном месторождении США Прадхо-Бей на Аляске, введенном в разработку в 1977г., с нефтенасыщенной толщиной пласта более 130м, максимальный проектный уровень добычи нефти (80 млн.т/год) достигнут при бурении всего 250 скважин. Скважины расположены в центральной части залежи равномерно с плотностью сетки 130 га/скв (250 га/скв в среднем по площади). На второй стадии разработки сетка скважин уплотнена до 64 га/скв. Фонд составил 594 фонтанных скважины.
- Однако, гидродинамически единых пластов с высокой проводимостью по всему объему залежей сравнительно не много.
- В большинстве случаев реальные нефтеносные пласты обладают сложно выраженной зональной неоднородностью, прерывистостью, расчлененностью.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

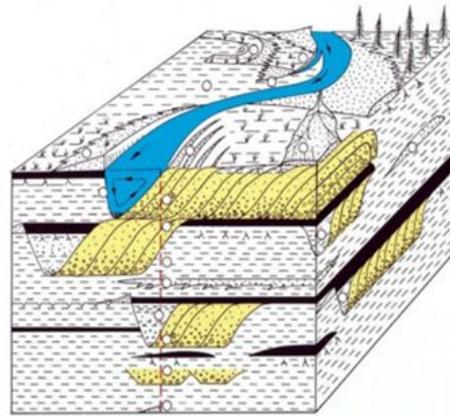
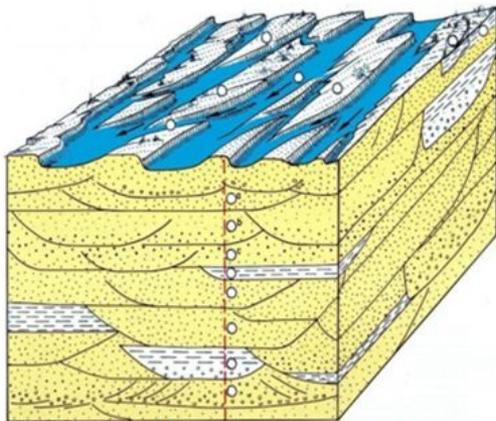
Принципы заводнения нефтяных залежей

- Зависит ли конечный коэффициент нефтеизвлечения (КИН) от плотности сетки скважин?



ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей



Какое строение более «благоприятное» с точки зрения гидравлической сообщаемости и размещения скважин?

Схематическое изображение речного конуса выноса



Расстояние от вершины до нижнего конца до 700 км

Внутреннее строение коллектора крупных речных систем с дельтовыми рукавами изменяется с расстоянием от источника.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

КИН очень сильно зависит от плотности сетки скважин

- В 70-х годах был выполнен многофакторный анализ влияния различных геолого-физических параметров на нефтеотдачу пластов для основных месторождений Урало-Поволжья (Гомзиков В.К., Кожакин С.А.)

$$\eta = 0,195 - 0,0078\mu_0 + 0,082 \lg K + 0,00146t_0 + 0,0039h + 0,180Kп - 0,054Q_{внз} + 0,275Sн - 0,00086S$$

Этот анализ показал, что уплотнение сетки скважин от 60 до 20 га/скв увеличивает конечную нефтеотдачу пластов на 12-15% вследствие их резкой неоднородности, прерывистости, расчлененности и низкой проницаемости.

- Опыт разработки многих месторождений нашей страны (Ромашкинское, Мухановское, Самртлорское) показал, что для достижения утвержденной нефтеотдачи потребовалось значительно больше скважин, чем было предусмотрено в первоначальных проектных документах.
- Уплотнение сетки скважин по этим месторождениям от 100 до 40 га/скв или в 2,5 раза позволяет увеличить КИН в 2-2,5 раза. Дальнейшее уплотнение от 40 до 2 га/скв или в 20 раз, приводит к увеличению КИН только в 1,1 – 1,5 раза.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

КИН зависит от плотности сетки скважин, но в большей степени от их размещения

- Зависимость КИН от размещения скважин заключается в проблеме вовлечения в разработку линз, разобщенных зон и участков, разделения многопластовых объектов.
- Оптимальное размещение скважин относительно водонефтяных зон, экранов, участков выклинивания пласта, контуров нефтеносности и источников питания оказывает существенное влияние на коэффициент охвата залежей заводнением.
- Опыт разработки Самотлорского месторождения показал, что до 70% отдельных пластов составляют линзы размером 500-1000м, которые при пятирядных блоковых системах разработки не охватываются процессом вытеснения. Слабопроницаемые пропластки и линзы дренировались одной сеткой с монолитными песчаниками и вовлекались в процесс вытеснения лишь на 20-30%.
- Даже на высокопродуктивном месторождении США Прадхо-Бей на Аляске, в настоящее время пробурено более 1000 скважин, с целью вовлечения в разработку приконтурных зон с небольшой нефтенасыщенной толщиной пласта.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

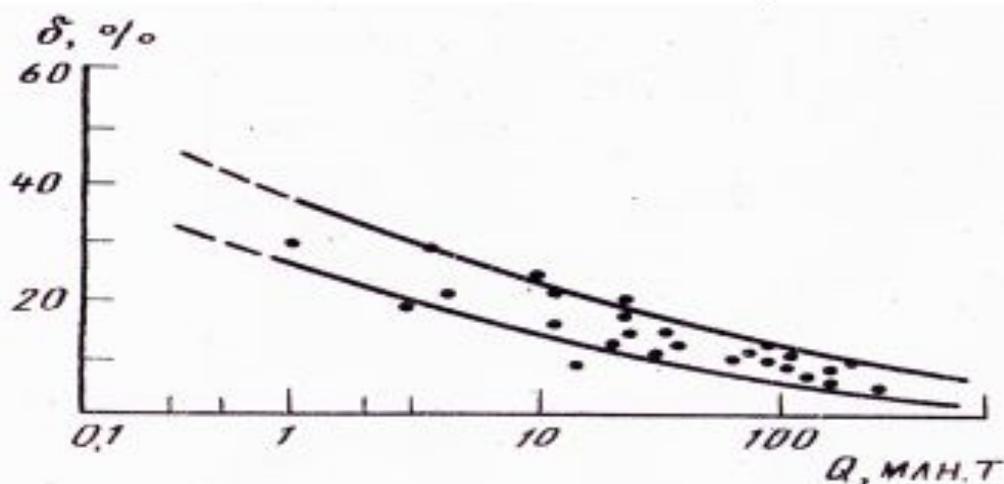
Принципы заводнения нефтяных залежей

- Стремление запроектировать оптимальную сетку скважин с самого начала ввода месторождения в промышленную разработку понятно, но практически не осуществимо, т.к. объем имеющейся к этому времени информации об эксплуатационном объекте обычно недостаточен. Не всегда полны и достоверны сведения о геологическом строении пласта, физико-гидродинамических особенностях продуктивных пластов, их неоднородности, свойствах насыщающих пласты жидкостей и газов.
- В этих условиях обосновать оптимальную плотность сетки скважин и наиболее рационально разместить их на площади нефтегазоносности невозможно.
- Всегда имеется риск того, что часть запроектированных скважин окажется пробуренной в неблагоприятных условиях, скважины окажутся ненужными, а капитальные затраты на их строительство неоправданными.
- Проблема выбора плотности сеток скважин была решена только при появлении трехмерных трехфазных математических моделей.
- Однако, при создании трехмерных, трехфазных моделей, недостаток первичной информации также приводит к большим погрешностям при обосновании плотности сеток скважин.
- Современная концепция в вопросе и обосновании плотности сетки скважин на ранних стадиях проектирования заключается в многоэтапности проектных решений. Каждые 5-6 лет создаются новые проектные документы или дополнения к ним.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

Погрешности подсчета извлекаемых запасов нефти по 26 залежам Урало-Поволжья, разбуренным эксплуатационной сеткой скважин (плотность сетки скважин 15-25 га/скв)



При $V=1$ млн.т $d=27-38\%$

При $V=10$ млн.т $d=15-24\%$,

При $V=100$ млн.т $d=5-13\%$

Из книги «Управление запасами нефти»,
Халимов Э.М., Гомзиков В.К., Фурсов А.Я.
М., Недра, 1991.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

- Темп отбора – нефтеотдача пласта

Темп разработки $Z(t)$, изменяющийся во времени t , равен отношению текущей добычи нефти $Q_n(t)$ к извлекаемым запасам месторождения:

$$Z(t) = \frac{Q_n(t)}{Q_{\text{извл}}}$$

Из формулы видно, что изменение во времени темпа разработки происходит аналогично изменению добычи нефти.

Для характеристики системы разработки очень часто используется понятие максимального темпа разработки Z_{max} :

$$Z_{\text{max}} = \frac{Q_{n \text{ max}}}{Q_{\text{извл}}} \cdot 100\%$$

$Q_{n \text{ max}}$ – обычно добыча нефти во II период разработки (**уровень добычи**).

Аналогично определяется темп отбора жидкости:

$$Z_j = \frac{Q_j}{Q_{\text{извл}}} \cdot 100\%$$

Существует понятие темпа отбора от текущих извлекаемых запасов:

$$Z(t) = \frac{Q_{n \text{ max}}}{Q_{\text{тек извл}}} \cdot 100\%$$

Темп разработки является мерой активности системы разработки.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

- Проблема влияния темпа разработки на степень извлечения нефти из недр является задачей, которую необходимо решать при обосновании системы разработки каждого конкретного месторождения.
- Существует несколько противоречивых представлений о влиянии темпов разработки на эффективность процесса выработки запасов:
- - Небольшие темпы разработки позволяют увеличить конечную нефтеотдачу пластов.
- Впервые такой вывод был сделан в 1941г. Американским ученым М.Лавереттом. Этот вывод был основан на экспериментальных исследованиях капиллярной пропитки в гидрофильных пористых средах. Результаты исследований показали, что при малых скоростях фильтрации, будет происходить вытеснение нефти из прослоев с малой проницаемостью, чему препятствуют высокие скорости фильтрации.
- Т.е. высокие темпы отбора нефти способствуют быстрому прорыву воды по высокопроницаемым прослоям, уменьшают охват пласта заводнением и конечную нефтеотдачу.
- Капиллярные силы – главная причина большой остаточной нефтенасыщенности при заводнении микронеоднородной пористой среды и снижения коэффициента вытеснения нефти водой.
- Однако, для практической реализации этого эффекта необходимо, чтобы при разработке месторождений скорость продвижения водонефтяных контактов была соизмерима со скоростью капиллярной пропитки.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

- Исследования показали, что даже в чисто гидрофильных пластах капиллярные силы могут изменить характер заводнения неоднородно-слоистых пластов лишь при перепадах давления между зоной нагнетания и зоной отбора не более 0,3 МПа, или соизмеримых с капиллярным давлением. Фактически такие давления в 10-15 раз ниже практикуемых.
- Таким образом, в реальных условиях воспользоваться эффектом повышения охвата пласта заводнением за счет капиллярной пропитки и получить ощутимый прирост нефтеотдачи невозможно.
- - Высокие темпы отбора увеличивают нефтеотдачу пластов.
- Высокие темпы отбора являются основой такого понятия как форсированный отбор жидкости (ФОЖ) или интенсификация добычи. В 60-е годы были обоснованы физические основы того, что при высоких темпах отбора жидкости увеличивается подвижность нефти в малопроницаемых пропластках и происходит переток нефти из малопроницаемых пропластков в высокопроницаемые. В результате повышается нефтеотдача пластов.
- С этого периода вопрос интенсификации процесса разработки или ФОЖ изучался практически во всех регионах нашей страны и за рубежом. Широкие исследования показали, что ФОЖ может быть эффективным методом повышения нефтеотдачи в сильно расчлененных пластах и в случае неньютоновских нефтей.
- В 1965г. И.Г.Пермяков на основе анализа профилей приемистости нагнетательных скважин Туймазинского месторождения подтверждает вывод о том, что с повышением темпов закачки коэффициент охвата пласта заводнением увеличивается.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

- Группой советских ученых были проведены исследования (на примере Серафимовской группы месторождений), которые показали, что снижение скорости фильтрации в 1,5-2 раза приводят к уменьшению коэффициента нефтеотдачи с 0,63 до 0,38.
- Американские ученые также на основе фактических данных и расчетов на трехмерных моделях делают вывод о том, что увеличение темпов отбора приводит к экономически обоснованному увеличению нефтеотдачи пластов.
- Выводы о положительном влиянии темпов отбора на конечную нефтеотдачу пластов не противоречат выводам об увеличении нефтеотдачи при малых темпах разработки, так как отражают разные эффекты: преодоление загрязнения призабойных зон, начальных градиентов сдвига неньютоновских нефтей, частичной гидрофобности коллекторов и др.
- В 80-е годы были предприняты попытки определения условий для оптимального темпа разработки конкретного месторождения. Были построены зависимости нефтеотдачи от скорости фильтрации с учетом межфазного натяжения между нефтью и водой. Однако практически воспользоваться такими зависимостями не возможно, т.к. вследствие слоистой и зональной неоднородности скорость вытеснения нефти водой в пластах изменяется от нуля в застойных зонах до нескольких сот метров в сутки вблизи скважин.
- Например, при нагнетании $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ воды в скважину, вскрывшую пласт толщиной 20м, средняя скорость движения воды в призабойной зоне составит 500-600 м/сут, тогда как в зоне пласта между скважинами она снижается до 0,5-1,5 м/сут.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

- Если учесть, что по главным, кратчайшим и наиболее проницаемым линиям тока скорость движения значительно выше, чем в наименее проницаемых слоях по самым длинным линиям тока, то разность в скоростях движения жидкости в пласте может отличаться в тысячи раз.
- Истинное распределение скоростей фильтрации жидкости в неоднородном пласте установить практически невозможно, так как на них влияет бесчисленное множество факторов: изменение физико-геологических свойств пластов, относительное размещение скважин, изменение фазовых проницаемостей по мере заводнения, условия эксплуатации скважин, состояние призабойных зон в скважинах и многое другое.
- Вопрос об оптимальных темпах разработки нефтяных залежей остался открытым.
- Темп разработки не влияет на нефтеотдачу пластов.
- В 60-х годах специалисты института «Гипровостокнефть», обобщив опыт разработки месторождений Самарской области установили, что изменения темпов отбора в широких пределах не влияют на характеристики заводнения, что позволило сделать вывод о том, что темп отбора жидкости не влияет на нефтеотдачу пласта.
- Авторитетные американские специалисты, на основе экспериментальных исследований показали, что нефтеотдача зависит от темпов вытеснения нефти водой только в сильнонаклонных пластах (более **30°**).

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

- В 2007 году специалисты института «Гипровостокнефть» на примере пласта Б2 Белозерско-Чубовского месторождения показали, что при высоких коллекторских свойствах пласта и хорошей степени однородности коллектора, конечная нефтеотдача практически не зависит от темпов разработки месторождения.
- Однако это утверждение нельзя отнести к залежам с высокой степенью неоднородности и высокой вязкостью нефти, характеризующейся неньютоновскими свойствами.
- На месторождениях высоковязких нефтей получение высоких дебитов скважин с самого начала разработки крайне проблематично, что связано с низкой подвижностью нефти (как правило, подвижность нефти в таких залежах в 5-7 раз ниже, чем в залежах с маловязкой нефтью).
- В связи с этим, освоение месторождений высоковязких нефтей требует внедрения методов интенсификации добычи с самого начала разработки. Увеличение градиента давления, в свою очередь, позволяет вовлечь в разработку высоковязкую нефть из малопроницаемых прослоев, что приводит к увеличению конечной нефтеотдачи пласта.
- Опыт разработки показал, что в отдельных случаях, при интенсификации добычи нефти наблюдалось снижение обводненности продукции скважин. Это можно объяснить только тем, что к работе подключались низкопроницаемые и закольматированные нефтенасыщенные пропластки, которые при меньших перепадах давления не работали.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

- В некоторых случаях уменьшение обводненности можно объяснить подключением к работе соседних нефтенасыщенных зон, которые при меньшем дебите скважины, до перевода ее на ФОЖ не входили в зону ее дренирования.
- В настоящее время считается, что ФОЖ наиболее эффективен на поздней стадии разработки месторождения. Это позволяет сократить срок разработки и улучшить экономические показатели.
- Однако применение ФОЖ на поздней стадии разработки имеет существенные негативные факторы.
- Установлены следующие неблагоприятные факторы ФОЖ:
 - - близость расположения скважин к текущему контуру нефтеносности;
 - - расположение скважин в заводненных зонах с небольшими значениями остаточных нефтенасыщенных толщин;
 - - проведение ФОЖ в условиях карбонатного коллектора с высокой степенью трещиноватости;
 - - расположение скважин для ФОЖ в водонефтяной зоне в слаборасчлененном пласте с небольшими нефтенасыщенными толщинами.
- Все перечисленные факторы приводят к резкому обводнению скважин, снижению коэффициента охвата и соответственно КИН.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Принципы заводнения нефтяных залежей

- Таким образом, эффективность ФОЖ в целом по залежи очень сильно зависит от того, какие добывающие скважины подвергнуты интенсификации. В поздней стадии разработки для ФОЖ следует использовать наименее обводненную часть добывающего фонда скважин.
- В качестве отрицательного примера технологии ФОЖ часто указывают на то, что на практике этот метод осуществляется избирательно по скважинам, расположенным в наиболее продуктивной части нефтяной залежи, что ведет к опережающей выработке наиболее эффективных запасов нефти («разубоживанию» запасов).
- Действительно, в начальной стадии разработки применение интенсификации добычи приводит к тому, что скважины, расположенные в наиболее продуктивных частях залежи, обладающие большей продуктивностью, отбирают основную часть запасов.
- При этом, достаточно быстрое обводнение этих скважин, приводит к резкому снижению экономической эффективности дальнейшей разработки залежей.
- Тем не менее интенсификация добычи или ФОЖ широко применяется на многих месторождениях как в нашей стране, так и за рубежом.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

гидродинамические методы

- Среди основных направлений совершенствования разработки нефтяных месторождений исключительное значение имеют гидродинамические методы воздействия, позволяющие повышать охват заводнением пластов с высокой степенью неоднородности коллектора.
- К гидродинамическим относятся такие методы регулирования процесса заводнения нефтяных месторождений, которые обеспечивают на основе учета геолого-физических условий и особенностей продуктивных пластов непрерывное управление процессом выработки запасов и позволяют значительно увеличить конечные показатели разработки.
- Эффект от рационального управления разработкой с помощью гидродинамических методов весьма высок – до 15-20% прироста текущей добычи нефти при снижении обводненности продукции скважин, продления срока рентабельной эксплуатации скважин, увеличение КИН.
- По технологии осуществления и интенсивности воздействия на пласты гидродинамические методы можно разделить на две группы.
- К первым относятся методы, реализуемые путем изменения режимов эксплуатации скважин и направленные на вовлечение в разработку слабо дренируемых запасов нефти.
- Управление режимами включает различные формы нестационарного гидродинамического воздействия.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

- Ко второй группе относятся методы, основанные на изменениях первоначально принятой системы разработки.
- При слабой разведанности и изученности месторождения на ранней стадии проектирования спроектировать и реализовать сразу же оптимальную систему разработки невозможно.
- Организация и внедрение мероприятий по совершенствованию первоначально спроектированных систем разработки, позволили увеличить темпы отбора запасов практически на всех месторождениях.
- Критерием оптимальности является величина накопленной добычи нефти на одну скважину.
- Одним из наиболее эффективных способов увеличения коэффициента нефтеотдачи и сокращения удельных расходов воды, является **метод циклического заводнения с переменной направленности фильтрационных потоков (ИНФП)** в пласте и оптимизацией давления нагнетания. Этот метод еще называют импульсным или циклическим.
- Метод предполагает, что месторождение на котором он внедряется, делится на элементы, причем закачка реализуется таким образом, чтобы смежные элементы имели противоположные фазы расхода воды.
- При этом происходит изменение направления фильтрационных потоков.
- Этот метод в основном реализуется при рядных или блоковых системах заводнения, в отдельных случаях – площадных.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

- Суть этого метода заключается в том, что в пласте искусственно создается неустановившееся состояние давления и движения жидкости. При этом возникают благоприятные условия для эффективного проявления внутренних видов энергии залежей – упругости пород и действия капиллярных сил.
- Импульсное воздействие осуществляется путем циклического изменения объема закачиваемой в пласт воды при искусственном заводнении или путем циклического отбора жидкости из пласта при естественном водонапорном режиме.
- Применение этого метода не требует дополнительных капитальных затрат.
- **Физические основы импульсного воздействия на пласт**
- Вследствие макро- и микро- неоднородности пористой среды происходит избирательная фильтрация жидкости.
- Заводненная нефтяная залежь в общем объеме представляет собой бессистемное чередование обводненных и нефтенасыщенных пропластков.
- Макронеоднородность пластов обуславливает избирательное движение жидкости в макропотоках (участках, слоях), а неоднородность внутри структуры – избирательное заводнение в отдельных поровых каналах.
- Макронеоднородные пласты послойно обводняются практически на всех месторождениях, происходит избирательное заводнение наиболее проницаемых слоев пласта. Толщина макропотоков в начальной стадии составляет только 10-15% от всей мощности нефтенасыщенного пласта.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

- На более поздней стадии разработки обводненные макропотоки могут сливаться и создавать сплошные обводненные слои, когда коэффициент охвата составляет достаточно большую величину 0,5-0,6. Оставшиеся нефтенасыщенные макропотоки оказываются разобщенными внедрившейся водой и могут остаться невыработанными.
- Аналогичные явления очевидно происходят внутри каждого микропотока в связи с его микронедонородностью. В микропотоке в первую очередь будут обводняться наиболее крупные поровые каналы. Нефть будет оставаться в мелких поровых каналах, обойденных и разобщенных водой или в каналах не совпадающих с направлением фильтрации жидкости в макропотоке.

$$\text{КИН} = \beta_{\text{выт}} * \beta_{\text{охв}}$$

- $\beta_{\text{охв}}$ – зависит от степени макронеоднородности пластов, вязкости нефти и технологии разработки залежи;
- $\beta_{\text{выт}}$ – является функцией неоднородности внутренней структуры пористой среды и вязкости нефти.
- Следовательно проблема повышения нефтеотдачи сводится к повышению каждого из этих коэффициентов, т.е. к извлечению остаточной нефти из менее проницаемых зон и поровых каналов, которая остается там при стационарном заводнении.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

- При стационарном режиме разработки залежи в неоднородном пласте движение жидкости считается установившемся, а макро- и микро- потоки преобретают постоянную форму. Между хорошо промытыми каналами образуются слабо дренируемые и застойные зоны.
- При импульсном воздействии на пласт создаются условия для перемещения нефти из застойных зон и каналов в зоны активного дренирования. Это так называемый гидродинамический эффект.

Гидродинамический эффект импульсного воздействия на пласт

- При импульсном воздействии на пласты, когда давление на контуре питания или в зоне отбора не постоянно, а изменяется во времени, в макропотоках давление также меняется в соответствии с их пьезопроводностью.

$$\chi = k/\mu(m\beta_v + \beta_p)$$

- Так все макропотоки и заводненные и нефтенасыщенные отличаются по пьезопроводности, то при неустановившемся давлении между ними возникают перепады давлений. В результате жидкость перетекает через поверхности их контакта из одного слоя в другой.
- Переток жидкости из слоя в слой через слабопроницаемую перемычку при создании импульса давления достигает существенных объемов.
- Этот эффект будет наибольшим в начальный момент времени. Затем в связи с перераспределением давления в разных слоях общее состояние выравнивается и переток жидкости резко сокращается или прекращается совсем.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

- Вследствие гидродинамического эффекта наблюдается вытеснение нефти водой из менее проницаемых слоев в высокопроницаемые зоны активного дренирования, что способствует увеличению $\beta_{охв}$ и соответственно КИН.

K_1
K_2
K_3
K_n

- **Капиллярный эффект от импульсного воздействия на пласт**
- Капиллярные силы в послойно заводненном пласте проявляются значительно сложнее.
- Размеры пор и поровых каналов изменяются от 1-10 до 500-1000мк и более. В таких поровых каналах на границе раздела фаз (нефть-вода) на мениске развивается капиллярное давление, которое может достигать 0,03-0,3 ат и более. Эта величина кажется несущественной по сравнению с перепадами давлений в пласте. Но капиллярные силы локализованы в весьма ограниченном объеме на водонефтяном разделе, а градиенты давления могут быть значительно выше созданных градиентов давления в пласте.
- При нарушении стационарного состояния за счет создания различных перепадов давлений в макропотоках, равновесие в микропотоках нарушается и происходит движение жидкости в пористой среде при непрерывном проявлении сил смачиваемости и сил поверхностного натяжения, которые стремятся придать многофазной системе равновесное состояние.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

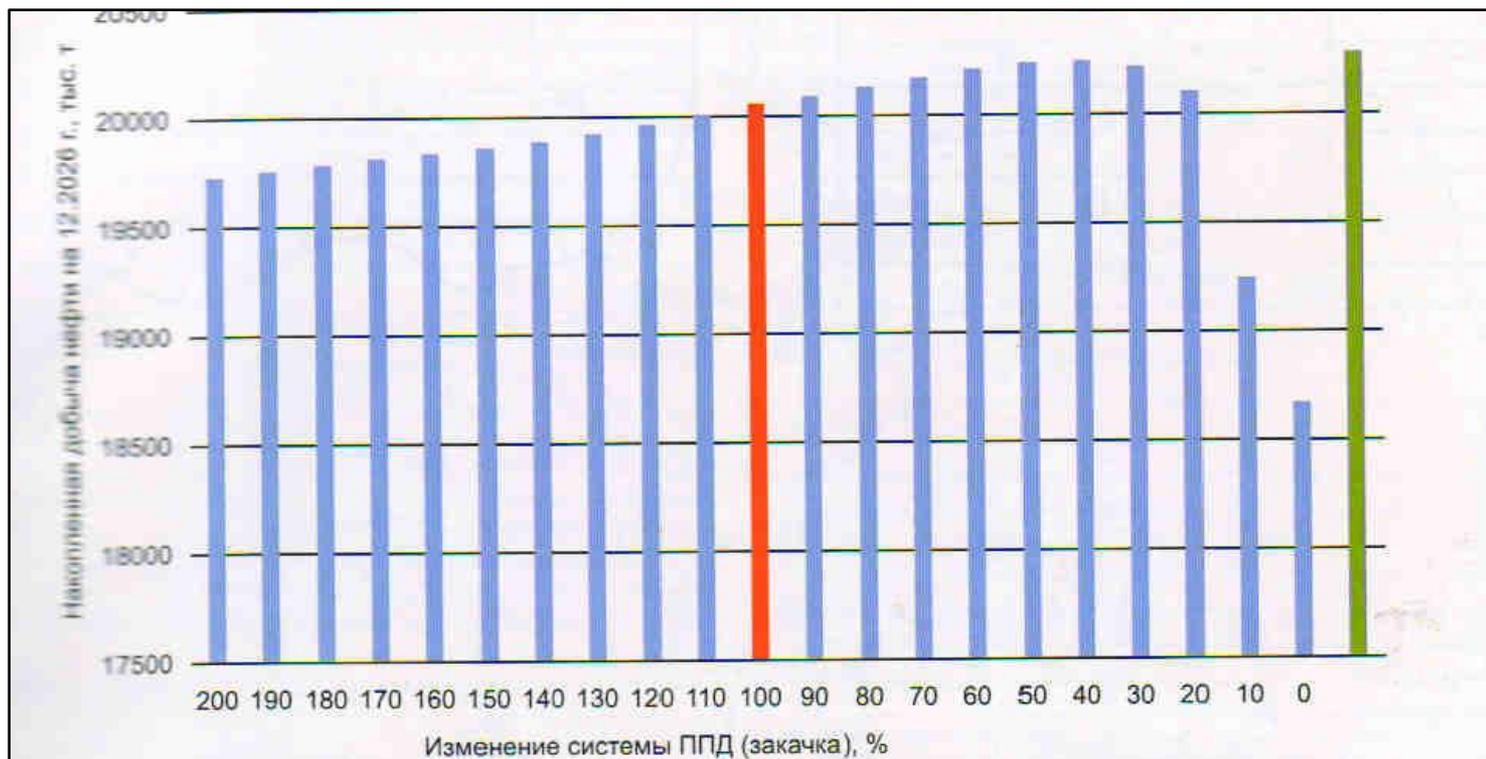
- Так как поверхность раздела фаз по периметру соприкасается с поверхностью различных пор, то величина поверхности раздела фаз зависит от характера смачиваемости жидкостью этих каналов.
- В разных фазах развивается неодинаковое внутреннее давление. Разность давлений в фазах представляет собой капиллярное давление на мениске P_k , направленное в сторону фазы, наименее смачивающей поверхность канала.
- Под действием капиллярного давления в канале постоянного сечения движение мениска (границы раздела фаз) будет самопроизвольным. Этот процесс называется капиллярной пропиткой слоев и каналов или капиллярным противотоком нефти и воды.
- Благоприятные условия для капиллярных процессов вытеснения нефти водой из менее проницаемых прослоев и выравнивание насыщенности различных зон и каналов возникают при неустановившемся состоянии давления в послойно заводненном пласте.
- Именно такие условия создаются при импульсном воздействии на пласты – циклическом заводнении.
- Необходимо отметить, что время циклов ограничено 2-3 месяцами. Повторное циклическое заводнение позволяет получить значительно меньший эффект. С каждым последующим осуществлением метода ИНФП его эффективность снижается.

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

- Регулирование системы поддержания пластового давления
- Оптимизация системы ППД возможна при стационарном заводнении.
- Так, при уже сформированной системе заводнения, при обводненности добывающего фонда 80-90% в неоднородных коллекторах остаются зоны с невыработанными запасами. При этом компенсация отбора жидкости закачкой, как правило очень высокая – до 200%.
- Вопрос снижения непроизводительной закачки и, при этом, выработки остаточных запасов связан с проведением комплекса численных расчетов на основе гидродинамического моделирования с использованием трехмерных моделей.
- Рядом специалистов были выполнены исследования по оптимизации системы ППД пласта ЮВ1 Ново-Прокуровского нефтяного месторождения. Результаты моделирования различной эффективности, уже существующей системы заводнения показали, что увеличение объемов закачки по текущему нагнетательному фонду скважин ведет к снижению накопленной добычи нефти и наоборот. Снижение объемов закачки ведет к увеличению накопленной добычи нефти. (Рис).
- Получается некоторое несоответствие. Поскважинное рассмотрение результатов моделирования показало, что такой эффект связан с необходимостью выбора оптимальных режимов закачки для различных, локальных участков залежи.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением



Исследование эффективности системы ППД

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

- Регулирование системы поддержания пластового давления
- Как показали результаты расчетов, из 16 областей фильтрации, формируемых нагнетательными скважинами по 3 областям возможно снижение закачки на протяжении 2 лет работы, по 13 областям – до 6 лет и более, для 8 участков рекомендуется снижение закачки в течении 10 лет.
- По скважинам, находящимся в приграничных зонах и зонах падения давления, рекомендуется увеличение объемов закачки.
- Такая оптимизация системы ППД с регулированием объемов закачки по зонам пласта с различной выработкой запасов, позволяет получить дополнительно около 80 тыс.т. нефти и значительно сократить объемы закачиваемой воды.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

- **Особенности разработки Самотлёрского нефтяного месторождения (Самотлёр)**
- Крупнейшее нефтяное месторождение в России и 6-е по размеру в мире открыто в 1965г.
- Геологические запасы оцениваются в 7,1 млрд. т.
- Доказанные извлекаемые запасы оцениваются в 3,8 млрд.т, т.е. КИН = 0,53
- Месторождение относится к Западно-Сибирской провинции, расположено в Ханты-Мансийском автономном округе. Разрабатывается с 1969г.
- Месторождение многопластовое, 18 продуктивных залежей залегают на глубине 1,6—2,6 км.
- Начальный дебит скважин 47—200 т/сут.
- Первоначально было выделено 5 объектов разработки: АВ1, АВ2-3, АВ4-5, БВ8, БВ10.
- Залежи нефти пластов АВ1, АВ2-3 - газонефтяные, АВ4-5, БВ8, БВ10 – нефтяные.
- На первом этапе освоения месторождения решалась задача наращивания отборов нефти. Объемы буровых работ достигали 2 млн. м в год.
- В короткий период большая часть месторождения была разбурена по сетке близкой к треугольной с расстоянием между скважинами от 500 до 800м. Такая плотность сетки скважин была ориентирована на разработку высокопродуктивной части нефтеносных горизонтов.
- По всем нефтяным объектам была сформирована блоковая или рядная система заводнения. Залежи нефти были разрезаны рядами нагнетательных скважин на блоки шириной 3800м (трехрядная система) и 4200м (пятирядная система).
- По нефтегазовым объектам в первые в мировой практике была запроектирована система барьерного заводнения. Дополнительно к линейным разрезающим рядам скважин были запроектированы 422 барьерные скважины, что позволило обеспечить эффективную разработку подгазовых зон.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

Характеристика продуктивных отложений месторождения

Показатели	Пласты					
	AB ₁ ¹⁻²	AB ₁ ³	AB ₂₋₃	AB ₄₋₅	BB ₈	BB ₁₀
Стратиграфия	Алымская свита аптского яруса		Вартовская свита готерив-барремского яруса нижнего мела		Мегионская свита валанжинского яруса	
Глубина залегания	1670	1680	1700	1750	2100	2200
Площадь нефтеносности, км ²	1142	1068,5	1058,75	430,25	771,5	542,75
Тип залежи	Пластово-сводовый					Пластово-сводовый с литологическим экраном
Тип коллектора	Терригенный					
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	8,5; 4,3	4,9; 1,9	9,3	18,3	17,3	7,9
Пористость, %	23,7	23,1-27,7	26,7	27,2	22,9	21,4
Проницаемость, мкм ²	0,196	0,077-0,409	0,169-0,429	0,509-1,421	0,309-0,384	0,034-0,103
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,52	0,5-0,66	0,64	0,71	0,7	0,56
Коэффициент продуктивности, 10 ⁻¹ м ³ / (сут·МПа)	—	8,92	12,47	31,9	21,56	3,03
Начальное пластовое давление, МПа	16,8	17,6/16,8	17,6/16,8	17,6/17,0	21,1/20,47	21,7/21,42
Пластовая температура, °С	58	58,6	57,2	58,4	71,3	74,6

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

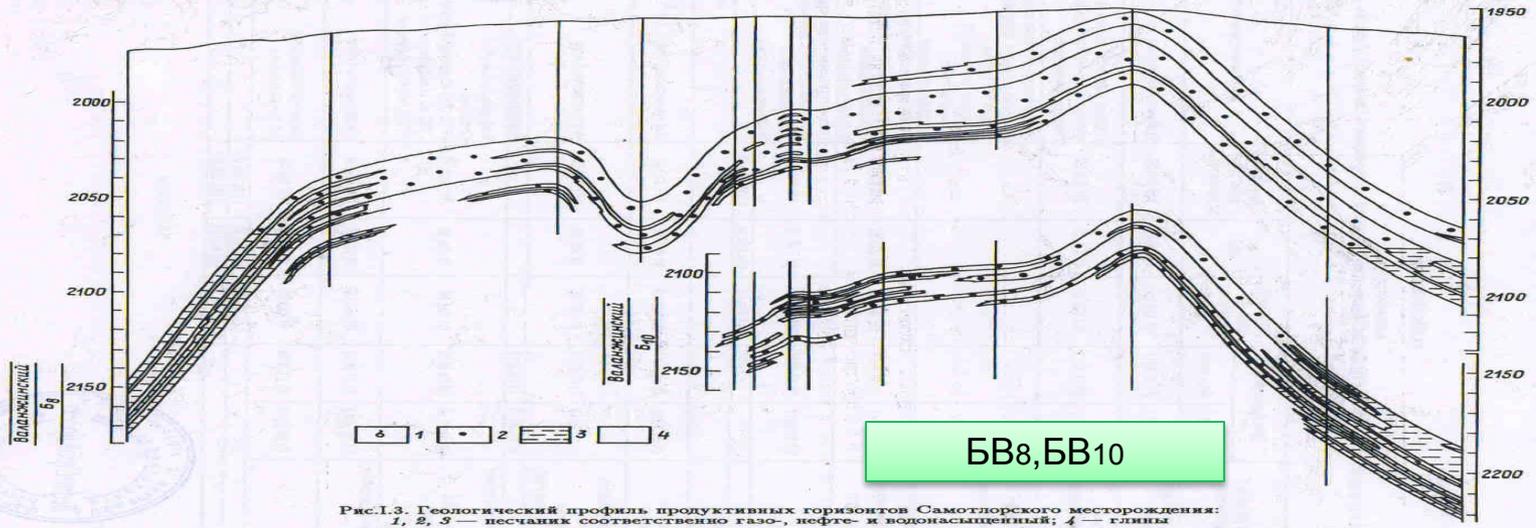
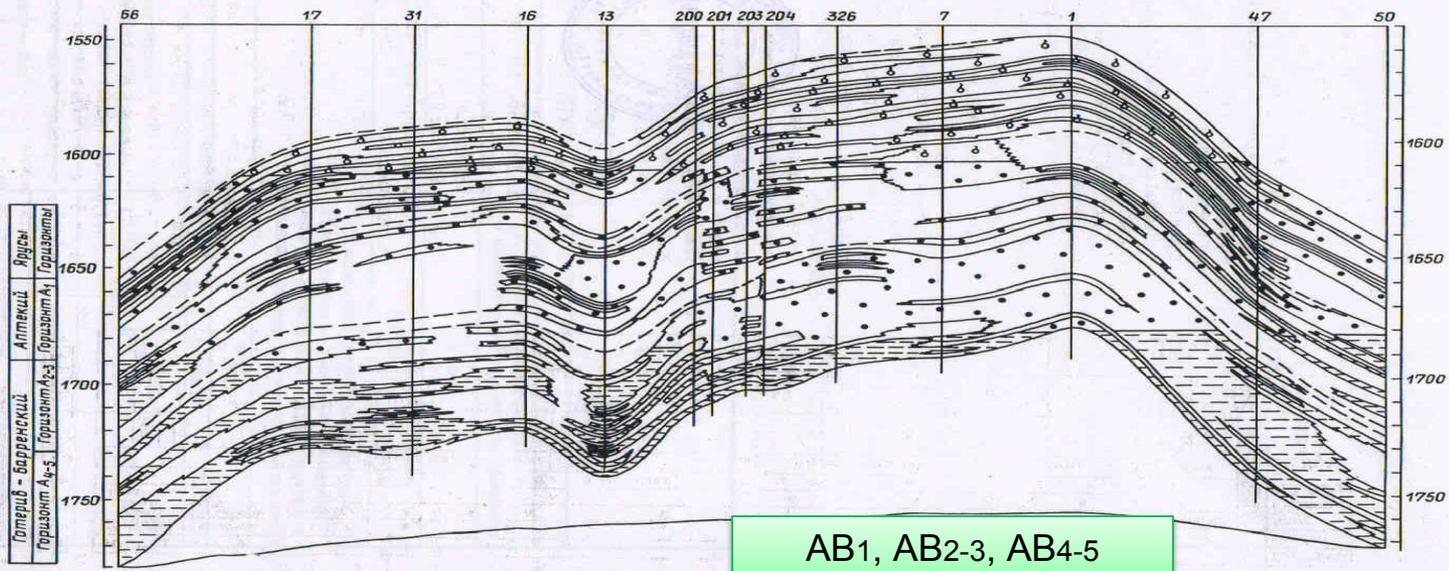


Рис.1.3. Геологический профиль продуктивных горизонтов Самотлорского месторождения: 1, 2, 3 — песчаник соответственно газо-, нефте- и водонасыщенный; 4 — глины

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

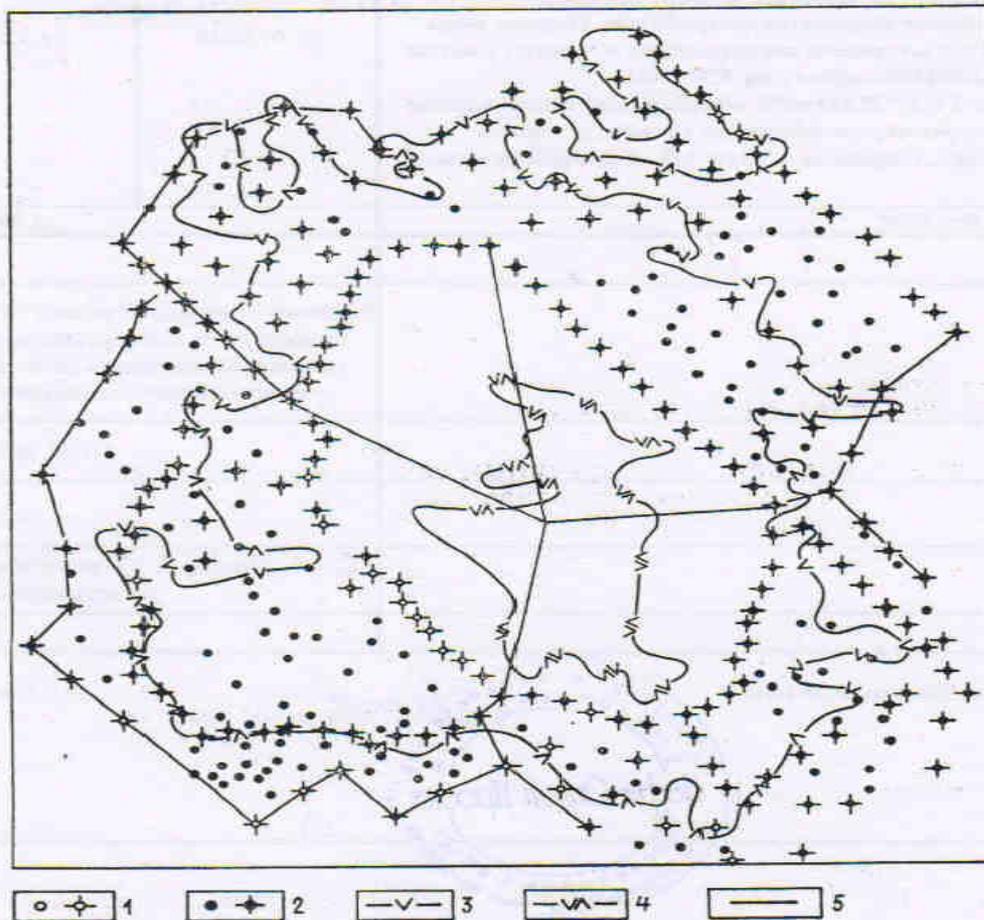


Рис. 7.4. Схема расположения скважин на Самотлорском месторождении (горизонт AB_{2+3} , центральная часть): 1 — проектные добывающие и нагнетательные скважины; 2 — введенные добывающие и нагнетательные скважины; 3 — внешний контур газонасыщенности; 4 — внутренний контур газонасыщенности; 5 — границы участков

© АИИИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

- До ввода под закачку барьерных скважин отмечалось загазовывание добывающих скважин в подгазовой и нефтяных зонах. Загазовывание происходило вследствие расширения газовой шапки, в монолитных зонах за счет прорыва конусов газа при больших депрессиях, превышающих предельные давления. Газовый фактор увеличивался до 4000 м³/т и более.
- По результатам исследования контрольных скважин изучены особенности выработки запасов нефти в подгазовой зоне на участках монолитного строения.
- Установлено, что закачиваемая вода продвигается по пласту с некоторым опережением по подошве. При этом перед фронтом закачиваемой воды нефть поднимается в газонасыщенную часть, образуя нефтяной вал, который вытесняет газ газовой шапки.
- Вследствие этого подгазовые зоны преобразуются в нефтяные и газовые факторы снижаются. Это позволяет при подходе нефтяного вала к добывающим скважинам производить дострел ранее газонасыщенной части пласта, увеличить дебиты скважин, вовлечь в более интенсивную разработку запасы нефти подгазовых зон.
- В 1993г. В проектном документе выделялось уже 10 объектов разработки: АВ₁, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, АВ₆₋₇, БВ₈⁰, БВ₈¹⁻², БВ₈³, БВ₁₀, БВ₁₉₋₂₂, ЮВ₁.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

- По объекту АВ4-5 было организовано приконтурное заводнение для чисто нефтяной зоны. Общее число скважин «кольцевого ряда», размещенного по внутреннему контуру нефтеносности составило 61.
- Развитие систем заводнения по основным объектам разработки осуществлялось в двух направлениях, которые определяли вид и конфигурацию элементов воздействия.
- Первое направление, было связано с обеспечением наилучших условий по доразработке высокопродуктивных участков месторождения.
- Предусматривалось усиление линейного разрезания путем организации поперечных разрезающих рядов нагнетательных скважин, продольных разрезающих рядов скважин, разукрупняющих блоков, фиксирующих сложившиеся стягивающие зоны в центральной части основных блоков.
- В каждом из перечисленных случаев усиление системы заводнения происходило от периферийной к центральной части элементов блоковых систем за счет перевода под закачку выполнивших свое проектное назначение добывающих скважин.
- Второе направление было направлено на более эффективную выработку периферийных участков. По мере продвижения фронта нагнетаемой воды в центральные части блоков, на периферийных участках были реализованы различные варианты дифференцированного воздействия на различные элементы пласта, характеризующиеся в свою очередь существенным отличием коллекторских свойств.
- Опыт разработки Самотлорского месторождения показал, что решить задачу выбора оптимальной системы заводнения для такого сложного месторождения на раннем этапе разработки невозможно.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

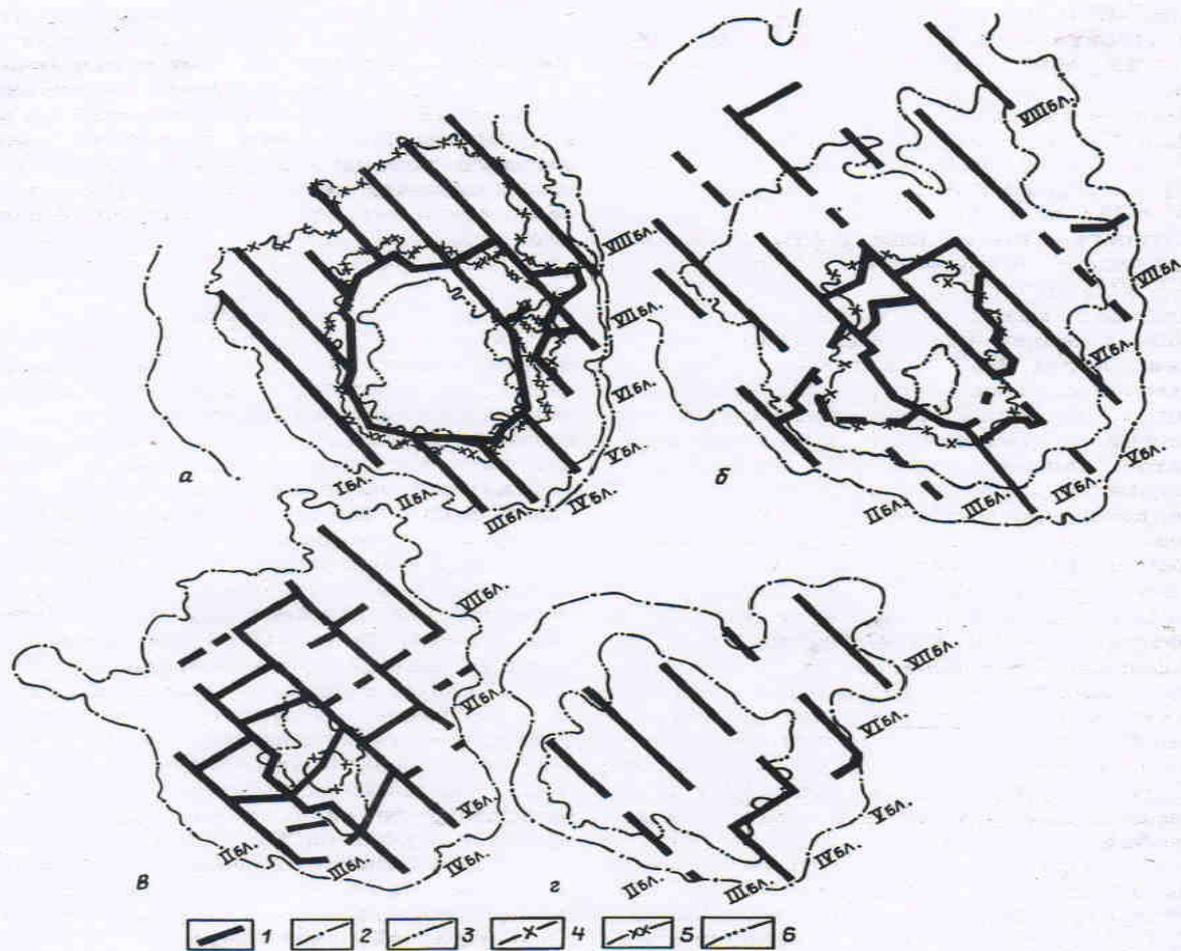


Рис. I.18. Схемы заводнения объектов АВ₁(а), АВ₂₋₃(б), АВ₄₋₅(в) и БВ₁₀¹⁻²(г) : 1 — линии нагнетания; 2, 3 — внешний, внутренний контуры нефтеносности; 4 — контур газоносности; 5, 6 — внешний, внутренний контуры газоносности

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

- Как показал опыт разработки Самотлорского и других крупных месторождений, а процессе разбуривания и уточнения строения и геолого-физических параметров таких месторождений, системы их разработки претерпевают существенные трансформации.
- За весь период разработки, как правило составляется более 20 проектных документов, выявляются новые залежи, формируются отличные от первоначальных вариантов системы разработки.
- Так, в процессе разработки Самотлорского месторождения, разработчики столкнулись с целым рядом проблем, которые были вызваны сложностью геологического строения объектов разработки. В большей части случаев низкопроницаемые, прерывистые песчаники хаотично распределены по разрезу, отделяясь от высокопродуктивных отложений незначительными по толщине прослоями глин.
- В этой ситуации попытки организации самостоятельных систем воздействия для разработки слабодренлируемых запасов нефти (т.е. достаточно интенсифицированных площадных систем или очагового заводнения) неизбежно привели бы к неконтролируемому перетоку воды в высокопродуктивную часть разреза.
- Последствия такого процесса это- расформирование стягивающих зон, оттеснение нефти из центральной част блоков в промытые закачиваемой водой зоны и периферийные участки пласта.
- Поэтому уже в 90-е годы на Самотлорском месторождении получила развитие концепция поэтапной трансформации системы заводнения. В соответствие принятой концепцией, в этот период было сконструировано 629 элементов заводнения, охватывающих целый спектр систем, от площадных до замкнутых.
- Такой подход получил широкое распространение на большинстве крупных месторождений.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Регулирование процесса разработки нефтяных залежей заводнением

- В 1980г. на Самотлоре был достигнут пик добычи нефти – 158,8 млн.т. В 1981г. добыли миллиардную тонну нефти.
- Всего за годы эксплуатации на месторождении пробурено более 18 тыс. скважин
- На сегодняшний день степень выработки запасов составляет более 70 %.
- Основные остаточные запасы являются трудноизвлекаемыми и сконцентрированы в пласте АВ1-2 «Рябчик» .
- За время разработки месторождение принесло в бюджет государства около 245 млрд \$, затраты на освоение и эксплуатацию при этом не превысили 27 млрд\$.
- В настоящее время разработку основной части месторождения ведёт предприятие НК «Роснефть» — ОАО «Самотлорнефтегаз».
- По итогам 2013 года на Самотлорском месторождении добыто свыше 22 млн тонн нефти.
- В 2014 году «Самотлорнефтегаз» приступил к реализации крупного инвестиционного проекта по строительству свыше 570 скважин, проектом предусматривается уплотняющее бурение центральной зоны Самотлорского месторождения мобильными установками, а также разбуривание краевых залежей посредством кустового бурения. Согласно прогнозам, это стабилизирует добычу нефти на период до 2019 года.