



SPE - 104338

«Опыт внедрения технологии ОРНЭО (одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов) на месторождениях Западной Сибири»

Автор(-ы) / Компания

Леонов В.А., Шарифов М.З. Гарипов О.М./ООО НИИ «СибГеоТех»

Авторское право 2006 г., Общество инженеров-нефтяников

Этот доклад был подготовлен для представления в 2006 Российской нефтегазовой технической конференции и выставке состоится в Москве 3-6 октября 2006.

Данный доклад был выбран для проведения презентации Программным комитетом SPE по результатам экспертизы информации, содержащейся в представленном авторами резюме. Экспертиза содержания доклада Обществом инженеров-нефтяников не выполнялась, и доклад подлежит внесению исправлений и корректировок авторами. Материал в том виде, в котором он представлен, не обязательно отражает точку зрения Общества инженеров-нефтяников, его должностных лиц или участников. Доклады, представленные на конференциях SPE, подлежат экспертизе со стороны Редакционных Комитетов Общества инженеров-нефтяников. Электронное копирование, распространение или хранение любой части данного доклада в коммерческих целях без предварительного письменного согласия Общества инженеров-нефтяников запрещается. Разрешение на воспроизведение в печатном виде распространяется только на резюме длиной не более 300 слов; при этом копировать иллюстрации не разрешается. Резюме должно содержать явно выраженную ссылку на то, где и кем был представлен данный доклад. Write Librarian, SPE, P.O.Box 833836, Richardson, TX 75083-3836 U.S.A., факс 01-972-952-9435.

Резюме

В докладе рассмотрены проблемы использования «Интеллектуальных скважин» с много пакерной компоновкой.

«Интеллектуальная скважина» с много пакерной установкой дает возможность регулировать параметры пласта в режиме реального времени и обеспечить дифференцированное воздействие на отдельный интервал или участок нефтяной залежи через скважины.

Многопластовые нефтяные месторождения в Западной Сибири вскрыты такими скважинами. Это дает возможность организовать одновременно-раздельную или поочередную разработку нескольких эксплуатируемых объектов с возможностью учета добычи нефти и объема нагнетаемой воды.

Одновременная – раздельная разработка многопластового нефтяного месторождения, с использованием много пакерной компоновки – это новое направление в теории и практике нефтедобычи.

При оптимизации процессов нефтедобычи [1] в качестве критерия используется как максимизация текущей добычи нефти, так и максимизация нефтеотдачи всех разрабатываемых пластов на месторождении. Очевидно, что чем больше выделяется эксплуатационных объектов, тем более высокую конечную нефтеотдачу по сумме пластов можно получить. Однако, соображения экономической эффективности (прежде всего количество пробуренных скважин) ограничивает это направление. Но есть альтернативный способ разукрупнения эксплуатационных объектов без бурения дополнительных

скважин, а именно, разделение несколько совмещенных пластов на отдельные пласты. Таким образом, противоречие между экономическими соображениями и охраной недр по вопросу выбора эксплуатационных объектов можно урегулировать использованием технологии ОРНЭО [2]

Необходимым условием обоснования выделения эксплуатационных объектов является наличие геологических и гидродинамических моделей.

Геологическое моделирование проводится с помощью программного комплекса с использованием данных сейсмических исследований, промысловой геофизики (каротажей), ядерного анализа и с учетом теоретических представлений об особенностях формирования рассматриваемого пласта [1].

Традиционный подход определения параметров геологической модели (пористость, проницаемость, эффективная нефтенасыщенная мощность, положение водо-нефтяного контакта - ВНК, водоудерживающая способность пород, объемная глинистость) по геофизическим данным (потенциал собственной поляризации, кажущееся удельное сопротивление, индукционный, радиоактивный, акустический каротаж, метод ядерно-магнитного резонанса) в коллекторах сложного строения не дают однозначный ответ. При определении фильтрационно-емкостных свойств пород пласта по данным геофизических исследований скважин с учетом литолого-петрофизических исследований керна кроме функциональной зависимости между пористостью, проницаемостью и насыщением коллектора устанавливаются также связи между следующими параметрами: проницаемостью и эффективной толщиной горизонта; остаточной водонасыщенностью и проницаемостью; начальной нефтенасыщенностью и гипсометрическим удалением от ВНК; проницаемостью и диффузионно-адсорбционной активностью.

Для выявления геологического строения и сбросов продуктивных пластов традиционно используются данные 2D, 3D **сеймики**, а для определения движения раздела фаз между флюидами и для выявления границ застойных зон, не охваченных фильтрацией используются данные 4D (с 3D перерывом во времени) сеймики.

При исследовании залежей углеводородов применяются также **геохимические методы**. В частности, базовые элементы нефтяной системы –

нефтематеринские породы, миграционные пути, коллекторы, покрышки, ловушки определяются с помощью геохимической корреляции, при этом используется современная аналитическая база – пиролиз керогена Rock-Eval, газовая хроматография, хроматомасс-спектрометрию, изотопная масса – спектрометрия. По максимальной концентрации гетероорганических соединений (асфальтены, смолы, серо- и азотоорганические соединения, парафины, высокомолекулярные ароматические углеводороды) выявляются положение источников поступления нефти в залежь. Дополнительными признаками этих источников являются более высокие значения начальных дебитов скважин, пластовых давлений и температур, а также мощности нефтенасыщенной части разреза и количество продуктивных пластов, насыщенных нефтью

Для гидродинамического моделирования также используется различные программные комплексы. При этом модель создается и настраивается на основе геофизических, гидродинамических, трассерных (индикаторных) и химических исследований с учетом динамики пластовых давлений, закачки воды, добычи жидкости и нефти по скважинам. Эта модель уже предполагает накопление технологической информации с учетом изменения во времени (4D).

Самой сложной проблемой при создании моделей пластов является получение качественных исходных данных.

Первичным источником геолого-геофизической и технологической базовой информации о процессах разработки и местом прикладного управления процессом является скважина. Для исследования межскважинных пространств кроме данных сейсмоки используют данные гидропрослушивания и исследование с использованием закачки индикаторных веществ. Качество этих исследований значительно повышается при использовании технологии ОРРНЭОЗ.

Наиболее действенным средством для адаптации гидродинамической модели является сравнения расчетных и фактических показателей и согласование их путем внесения изменения в параметры исходной модели и повторных гидродинамических расчетов [3].

При этом самой важной информацией для настройки модели является информация об расходных характеристиках по каждому из пластов (отдельных пропластков), то есть дифференциация отбора пластовых флюидов через добывающие скважины и дифференцированная закачка воды в каждый из пластов через нагнетательные скважины.

Значения проницаемости, определенные по результатам прямых измерений на керне, по данным геофизических исследований и по данным гидродинамических исследований могут отличаться друг от друга на порядок. Конечно, для гидродинамической модели наиболее достоверными следует считать проницаемости, полученные по гидродинамическим исследованиям. Но значения последних также могут значительно отличаться, в частности, по причине их проведения в скважинах, работающих на нестабильных режимах. Кроме этого, гидродинамические исследования

дают проницаемость, усредненную для всего интервала перфорации (пласта) и не учитывают вертикальную неоднородность пласта (действующую мощность).

Для повышения достоверности гидродинамической модели необходима дифференциация пород (пропластков) одного объекта по проницаемости с целью локализации зон с низкой и высокой продуктивностью, определение значений продуктивностей для каждого из пропластков и выбора для них наиболее эффективного направления и скорости фильтрации [4].

Наиболее информативными из таких показателей являются: профили притока и приемистости; радиоактивный каротаж радионуклидов; прогноз процесса разработки при различных геолого-технических мероприятиях; дебиты жидкости, нефти и газа по скважинам; забойные давления; пластовые давления; взаимодействующие через пласт и пропластки скважины.

Информацию о распределении потоков между пластами, объединенными в один объект разработки и между пропластками одного пласта с разной проницаемостью, можно получить лишь по профилю притока для добывающих скважин и по профилю приемистости (поглощения) для нагнетательных скважин. Однако, следует помнить, что и профили притока дают разные распределения добываемой продукции при различной депрессии. То же самое касается и профилей приемистости - распределение закачки воды изменяется при различной репрессии.

Анализ, проведенный по данным керна, геофизическим и гидродинамическим исследованиям на залежах месторождений Западной Сибири, показал, что в разрезе большинства пластов присутствуют пропластки с качественно различными фильтрационно-емкостными свойствами. Кроме коллекторов и неколлекторов в разрезах большинства пластов присутствуют пропластки, проводимость которых не подчиняется закону Дарси. Это вызывает значительные трудности при гидродинамическом моделировании, то есть модель необходимо изменять во времени, в частности, в зависимости от изменения пластового давления и создаваемых на пласт депрессий.

Гидродинамические характеристики объекта, такие как приведенный дебит, удельная продуктивность, фазовая проницаемость снижаются с увеличением интервала испытания. Это обусловлено гидродинамической взаимосвязью отдельных пропластков с разной проницаемостью в рассматриваемом интервале, т.е. нарушается принцип суперпозиции. Например, коэффициент проницаемости, определенный по данным гидродинамических исследований, может уменьшиться в несколько раз при увеличении вскрытой мощности одного и того же продуктивного пласта, при этом общий дебит скважины увеличивается не пропорционально вскрытой мощности.

При контроле за разработкой пластов и отдельных пропластков наибольшее предпочтение отдается (более половины от всего объема) исследованиям методом **импульсного нейтрон-нейтронного каротажа** (ИННК). Результаты ИННК характеризуют выработку и

обводнение (распределение насыщения) продуктивных пластов по толщине (см. Рисунок 1). Как видно из рисунка, имеются высокопроницаемые интервалы опережающего обводнения, характеризующиеся высокими скоростями движения закачиваемой воды по латерали пласта. Данные ИННК позволяют строить карты обводненных толщин по пластам в долевом виде и на их основе делать прогнозы выработки.

Распределение по толщине работающих интервалов на «нефть», «нефть с водой» и «вода» полученное по профилям притока, часто не соответствует распределению насыщения по ИННК. Причинами такого несоответствия могут быть разновременные и разнорежимные условия измерений; наличие затрубных циркуляций при внутрислоевых и межслоевых перетоках.

Степень участия пластов (пропластков) в работе по толщине зависит от типа коллектора (т.е. взаимосвязанности коллектора в разрезе соседних скважин с линией нагнетания). При этом она увеличивается от прерывистого коллектора (2-20%) к гидродинамически -связанным коллекторам (10-50%);

Опыт разработки большого числа залежей показал, что исходные представления о залежах слишком далеки от действительности, а технические возможности скважинного оборудования не позволяют обеспечить режимы, оптимальные для разрабатываемой залежи. Для повышения управляемости процессами разработки необходимо значительно расширить регулирующие возможности добывающих и нагнетательных скважин. Эти возможности резко возрастут лишь при обеспечении дифференцированных отборов и закачки в различные пласты (пропластки) разрабатываемого объекта в различное время его эксплуатации.

Оптимальный процесс разработки [5] можно представить как управляемый процесс закачки воды в различные пропластки нагнетательных скважин, ее перемещение внутри пласта и объединение разделенных пластовых флюидов из различных пропластков в добывающих скважинах. При этом все пропластки можно разделить на охваченные и не охваченные вытеснением, что в свою очередь определяется соотношением репрессии и депрессии для различных пропластков.

Полный охват залежи воздействием нагнетания и отбора возможен лишь в том случае, когда в каждой нагнетательной скважине поток воды разделится во все нефтенасыщенные пропластки, а в каждой добывающей скважине из каждого пропластка будет производиться управляемый отбор нефти. Для максимального охвата всех пропластков закачкой и отбором необходимо реализовать дифференцированное воздействие на каждый пропласток, причем интенсивность и длительность закачки и отбора должны быть адекватны характеристикам (проницаемости, подвижности) соответствующих пропластков.

Обводнение отдельных интервалов (пропластков) вскрытого скважиной пласта происходит тем быстрее, чем:

- меньше расстояние до водо-нефтяного контакта;
- меньше расстояние до нагнетательной

скважины (линии нагнетания);

- больше значение потенциала самопроизвольной поляризации;
- больше депрессия;
- больше репрессия на взаимодействующих нагнетательных скважинах;

Из перечисленных геолого-промысловых характеристик после бурения скважин управляемыми (изменяемыми) являются только две последних (депрессия и репрессия на соответствующие пропластки).

Например, для **пласта БВ₃** в нагнетательных скважинах закачиваемую воду в равных долях принимают все три песчаных интервала. При этом максимальная приемистость приходится на подошву каждого интервала, а степень участия пласта по толщине составляет от 8 до 55%. Наибольший процент охвата заводнением характерен для приконтурных зон.

При разработке многопластовых месторождений появляется ряд дополнительных проблем, главную из которых можно сформулировать следующим образом – как обеспечить наибольшую нефтеотдачу пластов при ограниченных ресурсах (количестве скважин)?

Практика совместной эксплуатации пластов имеет ряд отрицательных моментов:

- уменьшение нефтеотдачи пластов из-за снижения степени охвата их воздействием;
- снижение добычи нефти, так как при совместной работе дебит нескольких пластов на 30-50% меньше суммы их дебитов при отдельной эксплуатации;
- потеря информации о фактических отборах продукции из каждого пласта, а следовательно, и об остаточных запасах нефти.

Раньше (до 1995 года) бурили наклонно-направленные скважины [1], имеющие трех- и четырехинтервальные профили, с проводкой наклонных стволов с глубины 500 м до 1500 метров, в зависимости от отхода. Однако практика показала, что такие профили неэффективны в условиях многопластового месторождения, когда имеется необходимость разработки верхних горизонтов скважинами более глубоких объектов. При таких профилях забой скважин по верхним объектам «собираются» вблизи проекции куста.

Новый профиль задает два круга допуска – один на кровле возвратного верхнего объекта, другой по кровле проектного нижнего объекта – расположенные практически вертикально друг над другом. Такой вид профиля позволяет увеличить расстояние между пластопересечением в плане и охватить меньшим количеством скважин большую зону месторождения по всем продуктивным горизонтам. В результате этого сокращается общее количество скважин необходимых для разработки месторождения, существенно повышается эффективность пробуренных скважин, а также улучшаются условия для качественного цементирования эксплуатационных колонн.

Известно [6], что в повышении нефтеотдачи пластов значительную роль играет состояние призабойной зоны и режим её работы. Необходимо обеспечить максимальный охват пласта воздействием, как по мощности перфорированного участка (подключение

низкопроницаемых пропластков), так и по площади дренируемого пласта.

Состояние призабойной зоны продуктивного пласта определяется качеством бурения, крепления, цементирования, перфорации, глушения, освоения, гидроразрыва, водоизоляции, газоизоляции и других физико-химических воздействий

Для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов необходимо совершенствовать процессы бурения, крепления и цементирования скважин, вскрытия и освоения пластов с сохранением их естественной продуктивности, а также добычи нефти при режимах предотвращающих осложнения в пласте и в скважинной установке.

Для скважин, пробуренных по приведенным технологиям скин - фактор в среднем уменьшился более чем в три раза и составил 4,3 для новых скважин вместо 15,7 для старых скважин.

В таблице (см. [Таблица 1](#)) показаны конкретные примеры [1] эффективности работы пласта по данным промыслово-геофизических исследований (определение профиля притока) по скважинам Ван-Ёганского месторождения с относительно хорошим состоянием призабойной зоны. Эти скважины условно можно разделить на новые и старые, отличающиеся по технологии бурения и вскрытия пластов. Как видно из таблицы в скважинах 669, 1123, 6050, пробуренных и вскрытых с применением новых (западных) технологий, работают все перфорированные пропластки независимо от их литологической характеристики.

В скважинах 617 и 692, пробуренных и вскрытых традиционными (российскими) способами работают лишь отдельные участки перфорированной части пласта.

Коэффициент работающей мощности (Крм) зависит также от геологических факторов см. [Таблицу 2](#)

Так как на месторождениях Западной Сибири имеется довольно значительный фонд «старых» скважин, построенных по традиционным технологиям, то существует необходимость в создании и внедрении комплекса технологий по «реанимации» старых скважин в зонах, где еще сохраняются значительные остаточные запасы.

Однако вопрос выявления этих зон является совсем не простой задачей, одим из адаптивных методом решения этой задачи является широкомасштабное внедрение технологии ОРНЭО [2].

Когда в затрубном пространстве давление меньше, чем в пласте, из него газ мигрирует в пласты с меньшим пластовым давлением. Газ может мигрировать через каналы оставшегося бурового раствора, на границе раздела порода-цемент или цемент-обсадная труба, а также через трещины, образовавшиеся при усадке цемента, а также при изменении термобарических условий. Поэтому свойства тампонажного раствора (плотность, водоотдача, усадка, содержание свободной воды) подбирают таким образом, чтобы во время цементирования и при гидратации цемента его давление было между пластовым давлением и давлением гидроразрыва пласта.

Прямое двухступенчатое цементование

(технической и эксплуатационной колонны) производится с использованием эффективного и надежного оборудования, позволяющего контролировать следующие параметры – производительность, давление, плотность тампонажного раствора, его водоотдачу, свободную воду цементного раствора, время схватывания.

Применение двухступенчатого цементирования и тампонажного раствора с пониженной фильтрацией позволило исключить зависимость качества сцепления от глубины, что доказывает их минимально вредное воздействие на продуктивные пласты.

Применение данной технологии позволило значительно улучшить качество цементирования, например для технических колонн:

- хорошее сцепление увеличилось в среднем на 30%;
- частичное сцепление увеличилось на 5%;
- плохое качество снизилось на 35%.

В целом удовлетворительное качество увеличилось с 34% до 73 % интервала цементирования.

Следует отметить, что наилучшее качество получено в зоне сеноманских отложений, что значительно снижает риск миграций газа.

Наблюдение за работой скважин, пробуренных по новой технологии, показывает отсутствие газоводоперетоков.

Данные геофизических исследований показали, что отношение работающих интервалов к перфорированным не превышает третьей части, а среднее значение глубины проникновения фильтрата бурового раствора превышает 3 диаметра скважины. По данным гидродинамических исследований продуктивности скважин снижается более чем в два раза.

На степень совершенства скважины качество первичного вскрытия влияет значительнее, чем эффективность перфорации. Однако, изменить на существующих скважинах можно лишь состояние вторичного вскрытия пласта (реперфорация).

Основными факторами, определяющими гидродинамическое совершенство скважин при вторичном вскрытии, являются:

- свойства жидкости, заполняющей ствол при перфорации;
- тип перфоратора;
- плотность перфорации;
- условия проведения перфорации (при депрессии или репрессии).

Основной причиной низких значений продуктивности является несоответствие свойств рабочих жидкостей и режимов проведения различных технологических операций в скважине геолого-физическим характеристикам коллектора и физико-химическим свойствам насыщающих его флюидов.

Существенное ухудшение условий притока нефти из пласта в скважину при заканчивании закрытым забоем происходит с использованием перфорационных жидкостей на водной основе. Проницаемость коллектора по нефти в зоне обводнения его перфорационной жидкостью снижается в среднем на 35% при общем увеличении радиуса зоны проникновения жидкости до 2 метров;

Применение конструкций закрытого забоя не обеспечивает достаточно высокого гидродинамического совершенства скважин по характеру вскрытия:

- 0,85 для ПКС-8 (12отв/1 пог.м);
- 0,7 для ПС 112 (5 отв/1 пог.м);
- 0,75 для ПР 43 (с депрессией).

Для перфорации в условиях депрессии ствол скважины может быть заполнен нефтью. При этом величина депрессии на пласт ограничивается прочностью продуктивного пласта и цементного камня. Депрессия способствует выносу фильтрата и выбуренной породы из засоренной части призабойной зоны в скважину. Для перфорации в условиях депрессии на пласт перфоратор спускают на НКТ.

Обобщенный материал ГИС свидетельствует о возрастании работающей толщины пласта на скважинах, пробуренных и вскрытых с учетом предлагаемых технологий более чем на 30%, что адекватно увеличению нефтеотдачи на 12-15%.

Анализ перфорации скважин Ван-Еганского месторождения различными перфораторами показал [7], что эффективность вторичного вскрытия возрастает в следующем порядке:

- перфорация на воде и на соленом растворе (4% от всех скважино-операций);
- перфорация на гидрофобном растворе или нефти (без репрессии) с пониженным уровнем (63%);
- перфорация на депрессии глубоко проникающими зарядами (33%);

Однако последний самый эффективный вид перфорации возможен лишь для способов добычи с открытым лифтом, то есть для фонтанного и газлифтного способов эксплуатации скважин.

Большое влияние на добычные возможности пласта оказывают неоднократные глушения скважины для ремонта (смены скважинной установки), при которых, как правило, происходят отрицательные техногенные воздействия на продуктивный коллектор. Поэтому количество подземных ремонтов должно быть как можно меньше не только для максимизации коэффициента эксплуатации, но и для минимизации темпа падения добычи нефти и темпа обводнения продукции скважины. Поэтому следует отдавать предпочтение способам эксплуатации скважин имеющим больший межремонтный период (МРП). Например, для газлифтных скважин МРП в 5-7 раз больше чем для УЭЦН [8].

Для глушения скважин в порядке возрастания эффективности применяют следующие жидкости:

- гидрофобный раствор на основе обратной водо-нефтяной эмульсии (ГЭР) с регулируемой плотностью и реологическими свойствами
- 2% раствор КС1 с добавкой 1% по объему МИСОЛа
- «чужая» нефть;
- соленый раствор.

При этом в качестве критериев эффективности глушения скважин использовались:

- отношение дебита нефти после глушения к дебиту до глушения;
- время вывода (выхода) скважины на стабильный

дебит нефти .

При использовании ГЭР (несмотря на то, что время вывода на прежний дебит жидкости увеличилось на 2 суток вместо 15 суток 17 суток) время вывода скважин на стабильный первоначальный дебит нефти по сравнению с водными растворами снизилось в среднем на 19 суток (вместо 38 суток 19 суток дней). Причем при глушении водными растворами первоначальный дебит нефти, часто не достигается вообще. Например, по скважине № 664 дебит нефти до глушения был равен 27 т/сут, а после не поднимался выше 18 т/сут, несмотря на увеличение дебита жидкости.

Целью **освоения скважин** является установление беспрепятственной связи между продуктивным нефтенасыщенным пластом и скважиной. Плохое освоение является одной из причин ограничения потока в призабойной зоне.

Освоение скважин может быть осуществлено путем замены жидкости в стволе скважины на более легкую, газированием столба жидкости, понижением уровня столба путем свабиrowания или откачки жидкости.

Во избежание нарушения цементного камня за колонной процесс освоения должен осуществляться плавно и регулироваться понижением противодавления на пласт. Этим требованием наиболее полно отвечает освоение скважин с помощью свабиrowания, однако данный вид освоения не позволяет создать достаточную депрессию для дренирования низкопроницаемых интервалов из-за первоочередного подключения высокопроницаемых и последующим прекращением процесса освоения. С помощью газлифтного способа эксплуатации скважин, постепенно увеличивающего депрессию путем ступенчатой прибавки расхода газа можно плавно увеличивать депрессию до значений достаточных для подключения в работу низкопроницаемых интервалов

Если производительность скважинной установки меньше продуктивность высокообводненных интервалов, то приток из них следует изолировать хотя бы на время освоения, например с помощью пакерной установки

Выбор оптимальной депрессии предполагает обеспечение максимального охвата продуктивного пласта прежде всего по мощности за счет подключения низкопроницаемых пропластков перфорированного участка пласта, без образования водяных и газовых конусов. Это условие соответствует наиболее равномерному профилю притока из полученных при различных технологических режимах работы скважины.

По результатам исследований добывающих скважин установлено влияние депрессии на коэффициент работающей мощности перфорированных участков отдельных пластов. Однако, охват пластов по мощности в призабойной зоне при различных депрессиях можно определять (снять профиль притока) только на газлифтных скважинах, так как насосы перекрывают ствол скважины, а на фонтанных скважинах нельзя регулировать депрессию в широком диапазоне в области оптимальных режимов. То есть этот вид оптимизации увеличивающей охват пласта воздействием имеет существенные ограничения и возможен лишь для

газлифтного способа эксплуатации скважин, что отчасти объясняет причину более высоких значений коэффициента нефтеотдачи на участках залежи, разрабатываемых с помощью газлифтных скважин.

На фонтанных и газлифтных скважинах установлено значительное **влияние депрессии на коэффициент работающей мощности** перфорированных участков отдельных пластов (См. [Рисунок 2](#)).

Если не удастся создать оптимальную депрессию на невыработанных нефтенасыщенных интервалах из-за работы высокообводненных и высокопродуктивных интервалов, то последние следует изолировать или ограничить из них приток воды, например с помощью пакерной установки

Оперативное и гибкое изменение депрессии на пласт в наиболее широком диапазоне без смены подземных компоновок добывающих скважин, позволяющее изменять режим скважины при изменении структуры и параметров пластов (ГРП, ограничение водопритока) и при отклонении фактических показателей разработки от оптимальных (проектных) значений возможно только на газлифтных скважинах [8].

Существенная зависимость работающего интервала от репрессии наблюдается (по профилям приемистости) в нагнетательных скважинах ([Рисунок 3](#)).

В [таблице 3](#) приведены результаты исследований нагнетательных скважин при совместной эксплуатации нескольких пластов.

Для успешного проведения ГТМ, в частности водоизоляции, необходимо предварительно получить профиль и состав притока жидкости из каждого пропластка и желательно на разных депрессиях. Очевидно, что для скважин с перекрытым насосом лифтом это сделать практически невозможно. Кроме этого после проведения ГТМ (например, РИР) необходимо повторное проведение комплекса геофизических и гидродинамических исследований в работающей скважине, что позволяет получить сведения об интенсивности работы интервалов пластов, составе притока, продуктивности скважины и фильтрационных характеристиках пластов и выбрать оптимальную депрессию для эксплуатации скважины. Например, из анализируемых автором 225 профилей притока только один сделан для скважины эксплуатируемой УЭЦН, перед спуском очередного насоса с помощью специальной установки (струйного аппарата) для геофизических исследований в скважинах (УГИС). Все остальные исследования по получению профиля притока были сделаны либо на фонтанных (91%), либо на газлифтных (9%) скважинах. Именно поэтому очень важно, чтобы способ эксплуатации скважины позволял гибко регулировать технологический режим в широком диапазоне дебитов с одновременной возможностью исследования характеристик пласта

Независимо от вида воздействия физическое (тепловое, акустическое, виброобработки и пр.) или химическое важным условием для его эффективности является возможность одновременно с воздействием создания депрессии на пласт и желательно без подъема лифта - без последующего глушения скважины.

Обязательным условием для успешности технологии является достаточная (для срыва адгезионной пленки) депрессия на призабойную зону скважины в момент воздействия, что без особых проблем может быть реализовано только при газлифтном способе эксплуатации скважин.

Например, испытания на нескольких скважинах, добывающих высоковязкую нефть, по акустическому воздействию на призабойную зону залежей ПК Ван-Еганского месторождения показали его возможность восстановления продуктивности скважины, однако фактический эффект был получен только на газлифтной из-за необходимости глушения скважин, эксплуатируемых УЭЦН после воздействия на пласт

То же условие необходимо для эффективности газо-импульсного, низко-частотного имплозионного и теплового воздействий на ПЗП.

На месторождениях Западной Сибири за последние годы широкомасштабно внедряются различные модификации гидроразрыва пласта (ГРП). Так только за один год количество гидроразрывов составляет около 1000 скважино-операций.

ГРП является методом интенсификации добычи нефти, но чаще приводит к понижению, чем к повышению нефтеотдачи пласта, прежде всего из-за уменьшения степени охвата пласта по мощности.

Технология ОРНЭО с использованием многопакерно-секционных компоновок включает в себя организацию одновременно-раздельной добычи (ОРД) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) на многопластовых месторождениях. Разработка месторождения с использованием систем совместной эксплуатации пластов без создания надежной системы контроля и регулирования процессов выработки запасов по каждому пласту является грубым нарушением горного законодательства и регламента на проектирование разработки. Интеллектуальные скважины с многопакерными компоновками подземного оборудования дают возможность контролировать промышленные параметры работы системы «пласт-коллектор» в режиме реального времени.

ОРД и ОРЗ – это технологии, включающие использование интеллектуальных скважин с многопакерно-секционными компоновками, предназначенные для раздельной добычи и дифференцированной закачки в геологически разнородные эксплуатационные объекты.

Известно, что совместная закачка воды в несколько пластов, неоднородных по проницаемости, приводит к неравномерному заводнению залежей. При этом ускоренное продвижение фронта вытеснения нефти водой по высокопроницаемым пластам приводит к прорывам воды к забоям добывающих скважин и, как следствие, возрастанию затрат на ее закачку и извлечение. Это приводит в лучшем случае к повышению себестоимости добычи нефти, а в худшем случае – к выводу обводненной скважины из эксплуатации вместе с потерей неосвоенных запасов нефти, оставшихся в низкопроницаемых пластах.

Практика совместной закачки воды в нескольких пластов также приводит к потере информации о фактических объемах закачки воды в каждый из пластов.

Данная лицензионная (российская) технология ОРНЭО принципиально отличается от известных способом последовательного посекционного монтажа скважинной установки (компоновки), что значительно повышает надежность проведения опрессовки пакеров (сверху и снизу), а следовательно, и надежность разобщения пластов. При этом также значительно повышается вероятность успешного демонтажа скважинной установки после ее длительной эксплуатации (безопасного для скважины). При этом технологический процесс монтажа не ограничивает количество устанавливаемых секций. Каждая секция устанавливается на отдельный продуктивный пласт/прослой. В базовом варианте пакерная секция включает пакер, разъединитель колонны, мандрель и регулятор - штуцер (клапан - отсекатель). Многопакерная компоновка может эксплуатировать столько пластов/слоев сколько необходимо по проекту разработки.

Многопакерные секции компоновок соединяются между собой не жестко, а посредством разъединителя колонн (РК) и телескопических соединений. С помощью РК можно разделить секции и организовать промывку зоны сверху пакера через разъединитель. Высокая аварийность при извлечении зарубежных компоновок отмечается в случаях присыпания механическими примесями надпакерной зоны в нижней части компоновки, которую невозможно промыть. Секционный принцип монтажа компоновок позволяет использовать в бригадах ПРС/КРС технику А-50 не только при монтажных работах, но и при демонтаже. Для срыва импортных компоновок использование А-50 из-за предельных нагрузок является явно недостаточным и проблематичным.

ОРД и ОРЗ позволяют наиболее интенсивно проводить разработку одной сеткой скважин одновременно несколько залежей резко различных по коллекторским свойствам, составу флюида и глубине залегания. В некоторых скважинах можно использовать газ из газоносных пластов или из газовых шапок для транспортирования флюида из нефтеносных интервалов с сильно пониженным пластовым давлением. Многопакерные компоновки идеально подходят для организации естественного внутрискважинного газлифта.

Рациональное использование газа при добыче нефти из газовых шапок может повысить не только дебит скважин по нефти, но и снизить вынос попутного газа. Для этого достаточно разделить двухпакерной компоновкой газовую часть пласта (газовую шапку) от нефтяной (нефтяную оторочку). После этого установить забойные штуцера по отдельному регулированию расхода газа (штуцера диаметром 0,5-4 мм) и дебита флюида (штуцера диаметром 5-9 мм). В процессе эксплуатации можно многократно корректировать и менять режимы работы внутрискважинного газлифта с использованием канатной техники, газлифтной технологии и программного обеспечения НИИ «Газлифт» SANDOR.

Актуальным и значимым моментом в реализации программы внедрения ОРЗ и ОРЭ является то, что на отдельную эксплуатацию можно переводить отдельные тонкие прослои с невыработанными остаточными запасами. При этом между прослоями глинистые перемычки могут достигать 1м, а расстояние между интервалами перфорации должны быть до 2м достаточное для посадки пакера. Уровень развития технологии ОРЭ позволяет устанавливать напротив каждого пласта-пропластка пакерную секцию со скважинными камерами, и за счет смены клапанов-отсекателей, забойных штуцеров или регуляторов давлений/расходов более тонко регулировать и контролировать разработку залежей нефти и газа.

«Интеллектуальные» скважины при ОРЭ образуют интегрированные системы управления движением флюидов при многопакерно-секционном разделении объектов разработки. Сервисное обслуживание таких скважин включает комбинацию измерительных и управляющих функций на забое скважины для автоматического контроля и регулирования добычи нефти, газа и дифференцированной закачки воды. В настоящее время разработаны и испытаны на вышеперечисленных месторождениях регулятор давления, регулятор расхода газожидкостного потока, клапан-отсекатель ПЗП от скважины, клапан предупреждения открытых фонтанов, клапан периодического газлифта, клапан автоматического запуска в эксплуатацию газлифтной скважины, мандрели со съёмными сквозными двух-штуцерными регуляторами расхода жидкости.

Технология с многопакерно-секционными компоновками позволяет с хорошей рентабельностью дорабатывать базовые высокообводненные, истощенные нефтяные пласты до достижения намеченной нефтеотдачи совместно с подключением в одновременно-раздельную разработку на определенных режимах новых безводных нефтяных залежей. При этом через один лифт скважины за счет регулирования забойными клапанами-отсекателями одновременно-раздельно или поочередно (периодически) ведется отбор и закачка в несколько нефтяных пластов, а также проводится постоянный учет и контроль за добычей флюида и закачкой рабочего агента. Экономическая эффективность достигается за счет ограничения высоко обводненного притока жидкости с базового пласта и вовлечением в эксплуатацию нового более нефтенасыщенного пласта/пропластка, что позволяет получить дополнительную добычу нефти и сократить расходы по ее подготовке.

В ряде случаев можно проводить поочередную разработку различных нефтяных залежей путем перевода всего фонда скважин с базового пласта на другой пласт на некоторый промежуток времени. После восстановления и стабилизации гравитационного и гидродинамического равновесия в истощенной залежи можно произвести возврат скважин к дальнейшей выработке остаточных запасов по базовому пласту. В особенности такая технология быстро может быть реализована там, где существует фонтанная добыча, компрессорный и бескомпрессорный газлифт, либо струйная эксплуатация. При этом канатной техникой на один пласт

устанавливаются в мандрелях клапана-отсекатели, а в других - соответствующие забойные штуцера. Применение отсекаелей предотвращает последствия вредного влияния глушения скважины на ПЗП скважины.

В процессе эксплуатации скважин нередко нарушается герметичность эксплуатационной колонны. Использование многопакерных компоновок позволяет их отсечь и продолжить дальнейшую эксплуатацию скважины.

Регулирование работы скважин с насосной добычей флюида значительно усложняется и имеет ряд ограничений, связанных с недопущением бесконтрольного извлечения флюида при одновременном отборе его из различных нефтяных залежей. Требуется более тщательно подходить к исследованию скважины, к подбору режимов ее эксплуатации, а также к настройке подземного оборудования (клапанов-отсекателей), таким образом, чтобы в любой момент можно было получить достоверные замеры дебита и обводненности по объектам разработки. Так, поочередно отсекая один из двух пластов, можно проводить на устье прямые замеры дебита и обводненности в режиме реального времени, не «спуская» оборудование в «интеллектуальную скважину» без использования глубинных замеров.

Массовое внедрение ОРЭ (ОРД и ОРЗ) с использованием интеллектуальных скважин [2, 9, 10, 11] с многопакерными секциями позволит:

- повысить нефтеотдачу и дебит скважины за счет дополнительного вовлечения в разработку низкопроницаемых прослоев.
- увеличить степень охвата и интенсивность освоения многопластового месторождения, путем раздельного вовлечения в разработку отдельных тонких разнопроницаемых пластов-прослоев;
- сократить капитальные вложения на бурение скважин;
- интенсифицировать процесс регулирования отборов и закачки во времени и по разрезу скважины;
- увеличить рентабельный срок разработки месторождения;
- снизить эксплуатационные затраты;
- обеспечить учет добываемой продукции из каждого пласта и закачиваемого в него рабочего агента;
- оперативно управлять полем пластовых давлений, регулировать направления и скорости фильтрации пластовых флюидов;
- предотвратить вредное воздействие растворов глушения на ПЗП, отсекаать пласты (изолировать скважинную установку от пласта) без отрицательного техногенного воздействия на них;
- уменьшить вероятность осложнений гидратообразования, отложения асфальтенов, смол и парафинов, высоких значений температуры, газового фактора, обводненности и вязкости добываемой продукции, повышенного содержания в ней механических примесей, солей, серы и коррозионно-активных компонентов;
- эксплуатировать скважину с негерметичной эксплуатационной колонной;

- использовать газ из газовой шапки или газовых пластов для организации бескомпрессорного (БКГ) или внутрискважинного газлифта (ВСГ) проводить совместную разработку нефтяной оторочки и газовой шапки без образования газовых конусов.

- разрабатывать водоплавающие залежи, предупреждая образование водяных конусов;

Воздействие на эксплуатационный объект путем перераспределения в нем давления, приводит к изменению направления и скорости потоков пластовых флюидов, а также соотношения размеров и взаиморасположение разно насыщенных частей залежи. От эффективности этого воздействия зависят основные показатели разработки месторождения, в том числе и коэффициент извлечения нефти.

Так как достоверная информация для определения оптимального воздействия путем создания соответствующего поля пластовых давлений на основе моделирования на практике, как правило, отсутствует, поэтому изменения пластового давления производятся адаптивным путем, определяя необходимые характеристики пропластков по данным отдельных интервалов пласта взаимодействующих скважин.

Данный способ внедрен на Ван-Ёганском месторождениях на 7 газлифтных скважинах и 12 нагнетательных скважинах. Испытания показали, что оптимизация профилей притока и профилей приемистости позволяет увеличить не только текущую добычу нефти на 15-25 %, но и увеличить коэффициент извлечения нефти не менее чем на 5%.

Технология ОРНЭО позволяет значительно расширить возможности гидродинамических методов воздействия на группу пластов одной сеткой скважин [12, 13, 14] которые условно включают в себя сочетание нескольких видов воздействия, а именно: оптимизация репрессии; оптимизация депрессии; форсированный отбор; смена направления фильтрации; нестационарное воздействие (заводнение и отбор) на пласт. При этом режимы нагнетательных скважин изменяли сменой устьевых штуцеров и забойных регуляторов, а изменение отборов продукции, прежде всего, производили на скважинах эксплуатируемых бескомпрессорным газлифтом (БКГ) оперативно регулируя их режимы, изменяя расход газа и сменой клапанов с помощью канатной техники

Для нестационарного заводнения были выбраны нагнетательные скважины, которые оснащались специальными компоновками для одновременно-раздельной или поочередной закачки воды (см. [Рисунок 4](#)). Для нестационарного отбора жидкости использовались аналогичные компоновки для одновременно-раздельной эксплуатации пластов, и только на газлифтных скважинах, поскольку насосами изменять режим в широком диапазоне невозможно, а частая остановка скважин снижает их надежность. Так как по скважинам, оборудованным погружным насосом, нет возможности снимать профили притока, в процессе эксплуатации, поэтому для таких скважин перед спуском насоса предварительно можно спускать установку с открытым лифтом, а для обеспечения планируемого режима при

снятии профиля притока (для разнопроницаемых пропластков) можно использовать установку со струйным насосом или газлифтную установку.

Эти решения позволили перейти от пассивного воздействия на все вскрываемые пласты одного эксплуатационного объекта, к активному индивидуальному воздействию на каждый пласт и каждый пропласток [12] требуемой для него оптимальной депрессией. При этом технология позволяет отслеживать основные геолого-промысловые характеристики пластов, оперативно корректировать из них потоки пластовых флюидов или закачку рабочего агента воздействующего с необходимой интенсивностью на отдельные интервалы и участки эксплуатационного объекта. То есть устанавливая для каждого из пластов (пропластков) оптимальную именно для него депрессию.

При внедрении технологии одновременно-раздельной разработки нескольких пластов газлифтным способом можно оптимально регулировать процессы разработки каждого пласта за счет оперативного изменения их режимов работы в широком диапазоне.

В настоящее время на многих месторождениях находящаяся на поздней стадии разработки для увеличения нефтеотдачи и добычи нефти необходимо широкомасштабно проводить разукрупнение объектов разработки. Рассмотрим для примера Самотлорское месторождение.

Реализация интенсивной системы разработки с применением редких сеток скважин, без достаточной информации о геолого-физическом строении залежей и при ограничении на капитальные вложения была возможна лишь за счет объединения в один объект самостоятельной разработки от 15 (AB_{2-3}) до 24 (AB_{4-5}) продуктивных пропластков. С целью увеличения добычи нефти из года в год шло укрупнение объектов разработки, приобщая к эксплуатационному объекту все большее число новых продуктивных пластов. Такой подход, исходящий из "экономических соображений" и не соответствующий физическим основам вытеснения нефти в расчлененных, неоднородных продуктивных пластах, сыграл негативную роль и привел к быстрому обводнению залежей, низкому охвату их воздействием и к неконтролируемому образованию водяных блокад отдельных невыработанных зон (целиков нефти). При этом усиливается отрицательное влияние неоднородности пластов, стимулируются прорывы воды к забоям действующих скважин и как следствие возрастают объем попутно добываемой воды и затраты на ее нагнетание.

Для увеличения уровней добычи нефти не существует другой альтернативы, кроме доразработки остаточных извлекаемых запасов (около 1 млрд. т) Самотлорского месторождения; то есть перевода их в категорию рентабельно извлекаемых запасов. Очевидно, что для этого в будущем придется идти на большие расходы по разукрупнению объектов разработки. При традиционных подходах, с учетом бурения скважин-дублеров для реализации данной программы, потребуется более 30 млрд. \$ USA. Предлагаемое альтернативное решение - внедрение технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных

объектов (технология ОРНЭО) позволит уменьшить капитальные вложения в 30-50 раз!

Следует отметить, что успешное внедрение данной технологии при сегодняшнем уровне техники возможно только в скважинах имеющих открытый ствол до продуктивных пластов, то есть на нагнетательных или газлифтных скважинах.

На Самотлорском многопластовом месторождении на одну эксплуатационную скважину в среднем приходится 2,2 уже вскрытых (перфорированных) эксплуатационных объектов. Это было сделано в конце 80-х годов для поддержания уровня добычи нефти при ограничении капитальных вложений на строительство скважин.

Практика совместной эксплуатации нескольких пластов привела по оценкам экспертов к потере:

- извлекаемых запасов нефти (300 млн. тонн);
- накопленной добычи нефти (80 млн. тонн);
- текущей годовой добычи нефти (6 млн. тонн);
- информации о фактических отборах и об остаточных запасах из каждого эксплуатационного объекта.

Технология ОРНЭО позволит проводить совместную разработку нефтяной оторочки и газовой шапки, предупреждать образование газовых и водяных конусов.

Важным преимуществом данной технологии является возможность разработки пласта AB_{11-2} («рябчик») Самотлорского месторождения. Запасы AB_{11-2} (939 млн. тонн) относятся к категории трудно извлекаемых и поэтому для их разработки является важным выбор эффективной технологии. Предлагается с максимальной степенью использовать имеющийся фонд скважин, эксплуатирующих нижележащие горизонты (AB_1^3 , AB_{2-3} , AB_{4-5} , $BВ_8$, $BВ_{10}$), для одновременно-раздельной эксплуатации с пластом AB_1^{1-2} . Это позволит повысить рентабельность эксплуатации многих высоко обводненных скважин (в т.ч. ныне бездействующих). Следует отметить, что для достижения проектных значений КИН эти скважины необходимо продолжать эксплуатировать, причем на форсированных режимах. Данная технология позволит организовать форсированный отбор с одновременным широкомасштабным ограничением водопритока прежде всего на газлифтных скважинах

При газлифте можно контролировать отборы из каждого объекта, и главное - оптимально регулировать процессы разработки - дифференцированно воздействовать на отдельные пласты за счет оперативного изменения режимов каждого из пластов скважины в широком диапазоне, что в конечном итоге позволит увеличить коэффициент нефтеотдачи.

Таким образом, на Самотлорском месторождении необходимо проводить широкомасштабное разукрупнение эксплуатационных объектов путем промышленного внедрения технологии ОРНЭО с целью обеспечения дифференцированного воздействия на различные эксплуатационные объекты (интервалы и/или участки пласта).

В качестве другого примера можно привести Приобское месторождение.

На Приобском месторождении разрабатываются совместно три пласта АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂, причем проницаемость пласта АС₁₁ на порядок больше проницаемости пластов АС₁₀ и АС₁₂. Для эффективной выработки запасов из низкопроницаемых пластов АС₁₀ и АС₁₂ нет другой альтернативы как внедрение технологии ОРНЭО прежде всего на нагнетательных скважинах, что на сегодняшний день уже сделано по более чем 15 нагнетательным скважинам.

В настоящее время технология ОРНЭО также внедрена на Тарасовском, Барсуковском, Южно-Тарасовском, Фестивальном, Восточно-Ягтинском Южно-Харампурском, Усть-Харампурском, Комсомольском, Спорышевском, Средне-Итурском, Карамовском и других месторождениях Западной Сибири.

Технология ОРНЭО уже внедрена на следующих категориях скважин:

1. Нагнетательные скважины – 72 скважин, в том числе: 37 скважин с тремя пластами; 35 скважин с двумя пластами;

2. Скважины эксплуатируемые бескомпрессорным газлифтом - 9 скважин, в том числе: 4 скважины с тремя пластами; 5 скважин с двумя пластами;

3. Скважины, эксплуатируемые электроцентробежным насосом - 10 скважин с УЭЦН, в том числе:

7 скважин с изоляцией приема погружного насоса от поступления посторонних вод из негерметичности эксплуатационной колонны; 3 скважин с двумя продуктивными пластами.

4. Фонтанные скважины – 2 скважины;

5. Газодобывающие – 2 скважины;

6. Добывающие нефть из нефтяной оторочки (без образования газового конуса) – 2 скважины;

7. Добывающе-нагнетательная скважина, используемая одновременно для добычи нефти и закачки агента -1 скважина;

8. Скважина, используемая одновременно для нагнетания и утилизации воды -1 скважина;

9. Скважина, используемая для водо-газового воздействия, путем перепуска газа из нижнего пласта и закачкой воды с поверхности.

На текущий момент имеется подземное оборудование для ОРЭ и ОРЗ под следующие типоразмеры эксплуатационных колонн: 178 мм, 168 мм и 146 мм

В настоящее время, законно внедряют технологию ОРНЭО только предприятия, которые имеют лицензионный договор.

Практика показала, что успешность и эффективность технологии во многом зависит от инженерного сопровождения

Данная технология согласована с Госгортехнадзором Тюменского округа

Центральной Комиссией по разработке месторождений углеводородного сырья (Протокол заседания нефтяной секции ЦКР Роснедра № 3367 от 28.04.2005), лицензионная технология ОРНЭО рекомендована:

- недропользователям для широкого использования при разработке нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений;
- проектным организациям для обязательного рассмотрения при проектировании разработки месторождений

Таблица 1. Оценка эффективности работы пласта по анализу промыслово-геофизических исследований скважин (определение профиля притока) на Ван-Еганском месторождении

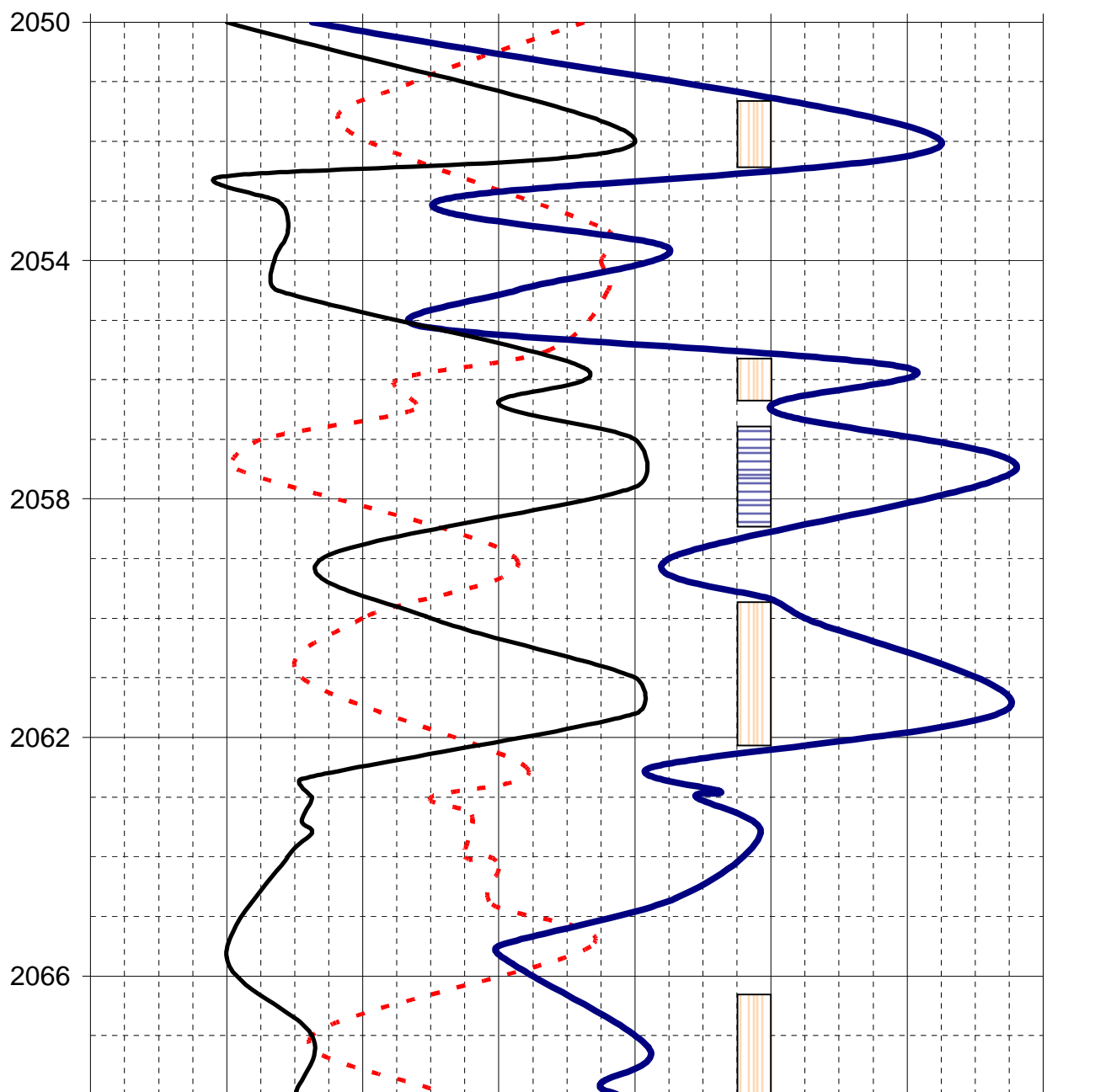
№ скв.	№ куста	Дата бурения	Технология бурения и вскрытия пласта	Пласт	Характер. насыщения	Вскрытая эффективная толщина пласта			Перфорированная толщина, м	Работающие		Общая толщина интервала притока нефть		Коэф. работающей толщины
						м	кол-во пропласт.	средняя α ПС, д.е.		толщина, м	пропластки	м	пропластков	
669	42 Б	ноя.93	Новая	БВ ₆	Нефть	14.4	4	0.57	10.5	14.4	I-IV	3.6	I,II,IV	100
1123	40 Б	окт.93	Новая	БВ ₆	Нефть	6.4	1	0.8	5	6.4	V	1	V	100
6050	16	фев.93	Новая	БВ ₆	Нефть	4.4	2	0.77	6.2	3.4	I-II	2.5	I-II	77
692	40	апр.91	Старая	БВ ₆	Нефть	11.6	5	0.76	13.5	7.8	IV-V	5.4	V	67
617	7	дек.87	Старая	БВ ₆	Нефть	9.8	6	0.59	14.4	5.5	IV-VI	1.6	VI	56

Таблица 2. Зависимость работающей мощности от геологических факторов.

Геологический фактор		Среднее значение коэффициента работающей мощности для скважин пробуренных по	
Наименование	Изменение	новым технологиями	традиционным способом
Глинистость	$\alpha_{ПС}$ более 0,6	71%	34%
	$\alpha_{ПС}$ менее 0,6	36%	24%
Толщина вскрываемого пласта	менее 2,5 м	77%;	28%
	более 2,5 м	40%	21%

Таблица 3. Результаты исследования нагнетательных скважин при совместной эксплуатации нескольких пластов

№ скв. Дата ввода Дата иссл.	Пласт	Тип коллектора	Интервал перфорации (приемистости)	Расход воды по интервалам перфорации м ³ /сут	Распределение воды по интервалам перфорации %	Суммарный расход воды в пластовых условиях по пласту м ³ /сут	Суммар- ный расход по скважине м ³ /сут	Процент расхода на пласт	K _{охв.зав}	Заводненная мощность в интервале перфорации	Рпл МПа	ΔР МПа
534 16.10.00г. 29.05.01г.	БВ ₃	III	2064-2067	39.2	24	163.2	338.4	42	1.0	3.6	262.6	49.5
			2065.6-2067.2 2071.6-2073	100 24	61.3 14.7							
536 25.06.99г. 29.09.00г.	БВ ₄	II	2076-2077	225	100	225.2	256.1	58	0.17	7.2	263.6	49.5
			2079-2081 2083.5-2089									
536 25.06.99г. 29.09.00г.	БВ ₃	II	2132-2135	120	46.8	120	256.1	46.8	0.52	5.6	266.1	61.2
			2138.5-2142 2144-2149	0	0							
3538 14.10.96г. 09.08.00г.	БВ ₅	II	2175-2179.5	136.1	53.1	136.1	480	53.2	0.81	9.6	270.3	61.2
			2181-2187									
3538 14.10.96г. 09.08.00г.	БВ ₃	III	2115-2128	0	0	0	480	0	0	0	265.0	—
	БВ ₄	II	2128.5-2131	0	0	0		0	0	0	267.2	
	БВ ₆	II	2196.4-2198.8 2202-2213	200.4 279.6	41.75 58.25	480		100	0.9	18.7	272.5	-



- - - - Потенциал самопроизвольной поляризации, в 1 см 25 м
 — Индукционный каротаж, Ом*м, шкала 0-25
 — Кажущиеся электрическое сопротивление, Ом*м, шкала

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж:

 - нефть  - вода

Рисунок 1. Результаты геофизического исследования по глубине (скважина №547, пласт БВ₃)

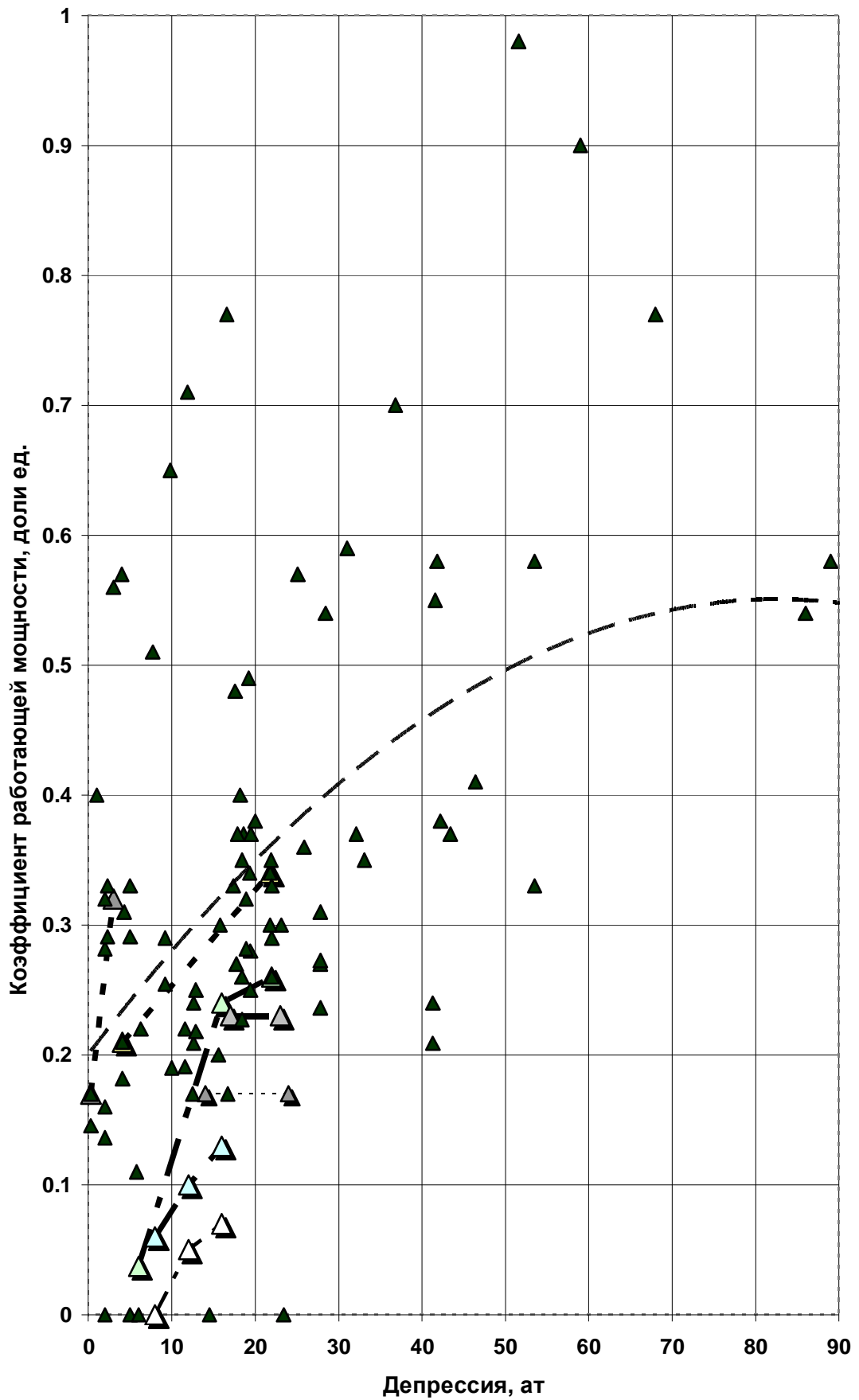


Рисунок 2. Охват воздействием пластов Ван-Ёганского месторождения по отдельным добывающим скважинам

Охват воздействием пластов Ван-Ёганского месторождения по отдельным нагнетательным скважинам

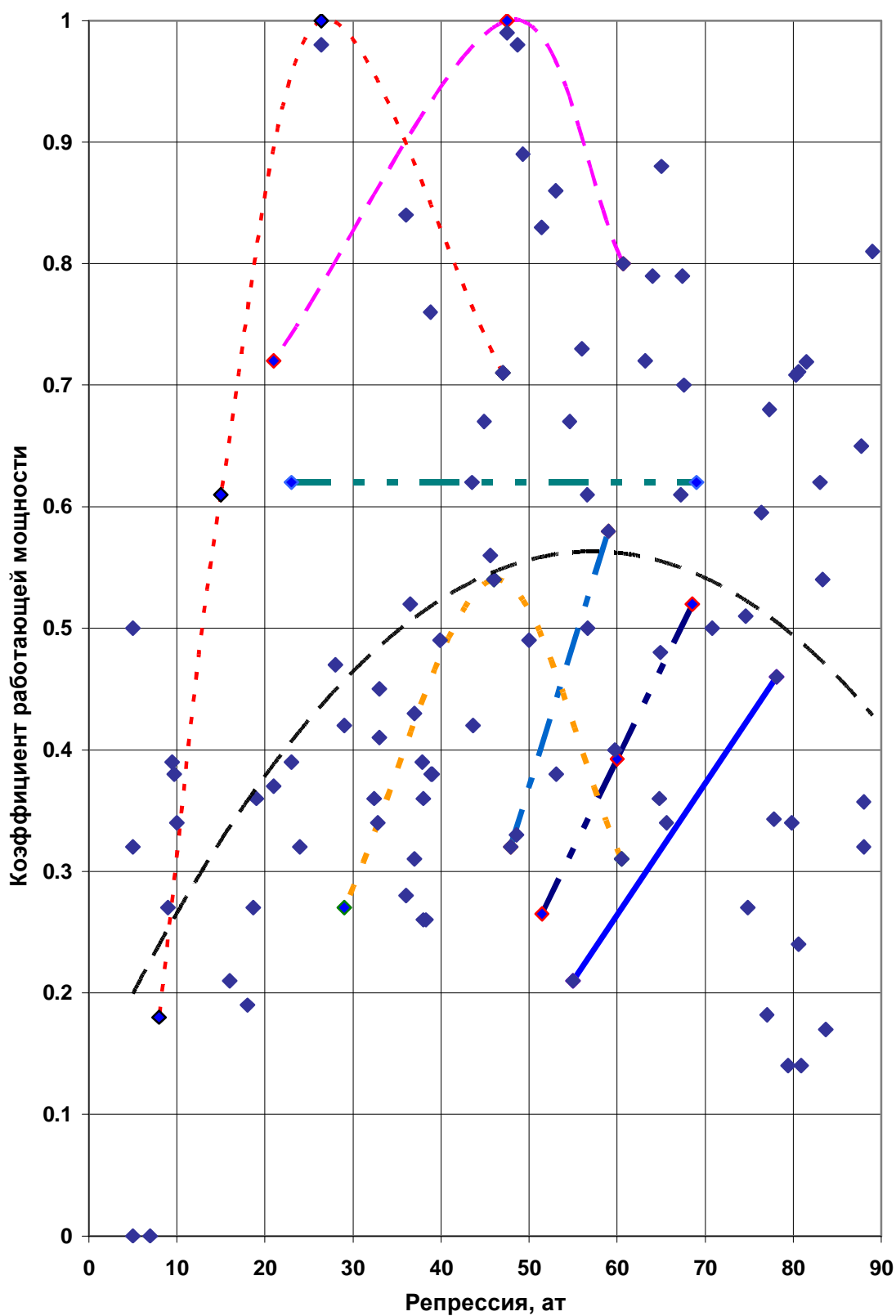


Рисунок 3. Охват воздействием пластов Ван-Ёганского месторождения по отдельным нагнетательным скважинам

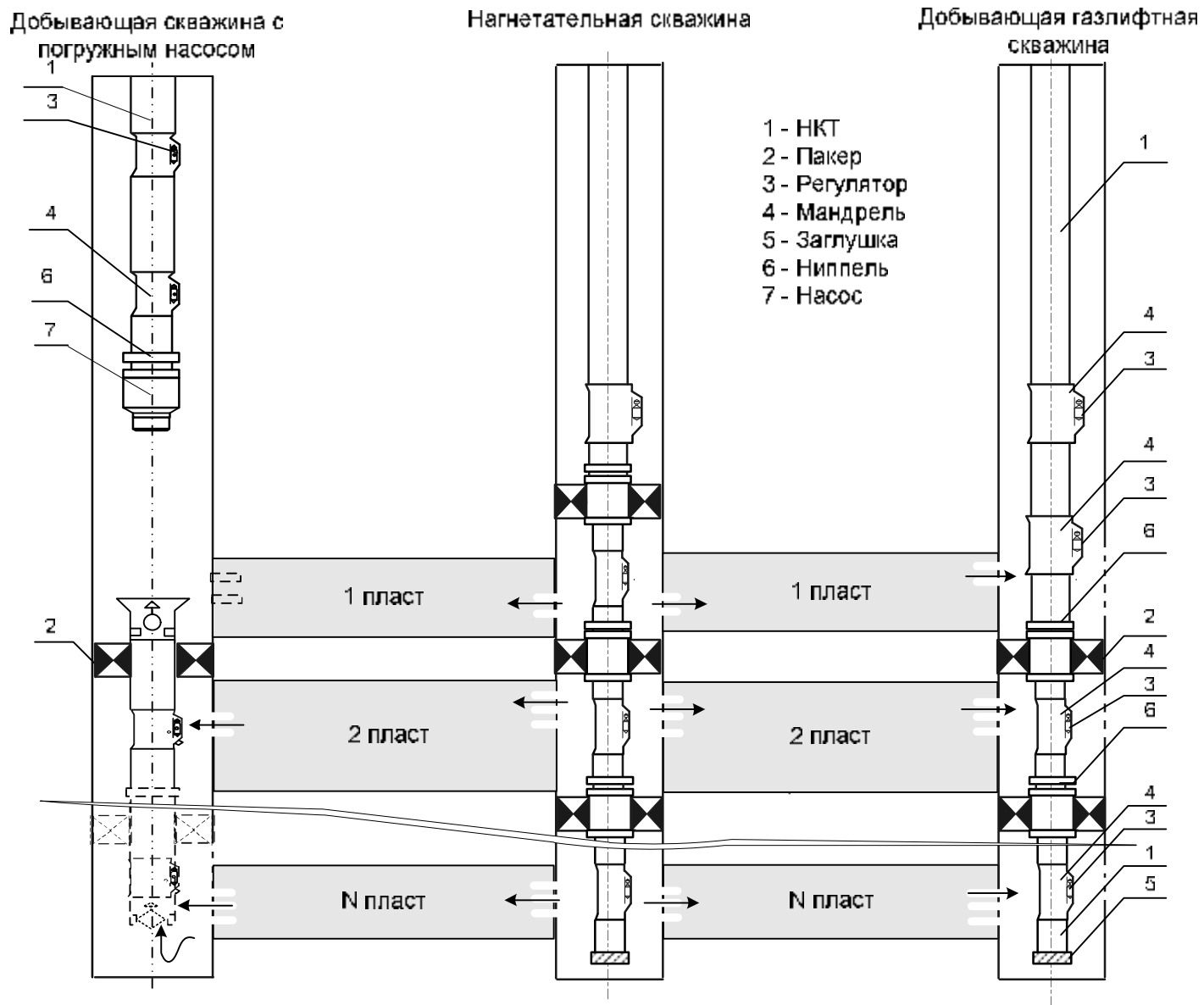


Рисунок 4. Дифференцированное воздействие на пласты разной проницаемости

1 Донков П.В., Леонов В.А., Кирилов С.И., Савченко С.И. Идентификация гидродинамической модели неоднородных пластов. – Международный технологический симпозиум «Повышение нефтеотдачи пластов». РАГС. Москва -2003

2 Леонов В. А., Шарифов М.З., и др. Патент РФ 2211311 Способ одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов и скважинная установка для его реализации. 27.08.2003

3 Леонов В.А. Разукрупнение объектов разработки как средство адаптации гидродинамических моделей. Технологический форум SIS GeoQuest. Сочи – 2002 г.

4 Леонов В.А. Оптимизация технологических режимов группы добывающих скважин, взаимодействующих через пласт. Секция нефтедобычи технологического форума SIS GeoQuest. Париж – 2000 г.

5 Леонов В.А. Способ адаптивной оптимизации пластового давления. Тезисы доклада научно-практической конференции VIII Международной специализированной выставки «Нефть, газ. Нефтехимия – 2001» «Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения»

6 Леонов В.А., Донков П.В., Сабанчин И.В., Савченко С.И. Повышение нефтеотдачи пластов разукрупнением объектов разработки истощенных месторождений. Стендовый доклад на 12-й Европейском симпозиуме повышения нефтеотдачи пластов. Материалы выставки «Нефть, газ. Нефтехимия 2003», г. Казань, 2003 г.

7 Леонов В.А., Донков П.В., Ахтямова Э.Н. и др., Освоение высоковязкой нефти залежей ПК Ван-Ёганского месторождения. 12-тый Европейский симпозиум «Повышение нефтеотдачи пластов». Казань. 2003.

8 Леонов В.А., Донков П.В., Ахтямова Э.Н. Влияние способа эксплуатации скважин на нефтеотдачу пластов. Тезисы доклада V научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск - 2001 г.

9 Осадчий В.М., Леонов В.А., Перегинец В.А. и др, Патент РФ 2249108. Устройство для измерения внутрискважинных параметров.

10 Шарифов М.З., Леонов В.А., Кудряшов С.И. и др. Патент РФ № 2253009. Способ одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов одной нагнетательной скважиной. 2005

11 Garipov O.M., Leonov V.A.. THE USAGE OF MULTI PACKER ARRANGEMENT IN INTELLIGENT WELLS FOR SIMULTANEOUSSEPARATE OR ALTERNATE OPERATION ON MULTIHORIZON OIL FIELDS. 6th International Petroleum Conference and Exhibition. Value from Hydrocarbons. Advance in Science & Technology. New Delhi, India. January 2005. p.38

12 Леонов В.А., Донков П.В., Войтов О.В., Сорокин А.В. Воздействие на группу пластов одной сеткой скважин при разработке новых объектов. 12-тый Европейский симпозиум «Повышение нефтеотдачи пластов». Казань. 2003.

13 Апасов Т.К., Канзафаров Ф.Я., Леонов В.А., Апасов Р. Т. Патент РФ № 2270913. Способ обработки

призабойной зоны скважины. 2006

14 Канзафаров Ф.Я., Леонов В.А., Галлямов К.К. и др. Патент РФ № 2244111. Способ обработки призабойной зоны низкопроницаемых коллекторов. 2005