

КРИВОВА НАДЕЖДА РАШИТОВНА

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ
КОЛЛЕКТОРОВ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С
РАЗРЫВНЫМИ НАРУШЕНИЯМИ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2009

Работа выполнена в Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) Федерального агентства по образованию

Научный руководитель - доктор технических наук, профессор
Грачев Сергей Иванович

Официальные оппоненты: - доктор технических наук, профессор
Федоров Константин Михайлович

- кандидат технических наук

Копытов Андрей Григорьевич

Ведущая организация - Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт
«СибГеоТех» ([ООО «НИИ «СибГеоТех»](#))

Защита состоится 24 апреля 2009 года в 14.00 часов на заседании диссертационного совета Д.212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38, ауд. 225.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72 а, каб. 32.

Автореферат разослан 24 марта 2009 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета,

доктор технических наук, профессор

Г.П. Зозуля

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. На ряде объектов разработки нефтяных месторождений наблюдается опережающее обводнение, свидетельствующее о неравномерности выработки запасов, обусловленное неоднородностью коллектора, тектоническими нарушениями и образованием техногенных высокопроницаемых каналов, по которым производится неэффективная фильтрация воды (8-43 %). Проблема снижения энергетика работы пласта и, как правило, конечной нефтеотдачи обостряется при эксплуатации трещиновато – поровых коллекторов, осложненных тектоническими дизъюнктивными нарушениями. Рационально разрабатывать подобные месторождения нефти необходимо путем проектирования и корректирования системы добывающих и нагнетательных скважин на основе достоверной информации о положении разломов, трещин и разрывов коллекторов.

Современные требования к точности и достоверности получаемых данных по созданию постоянно действующих цифровых геологической и гидродинамической моделей требуют применения промысловых исследований для определения местоположения перспективных участков первоочередного разбуривания, оптимизации работы нагнетательного фонда, с целью предотвращения интенсивного техногенного трещинообразования, выявления частично - заблокированных ПЗП, образующихся выпадением смол, асфальтенов, парафинов и образованием устойчивых эмульсий, определения преимущественного направления фильтрации и коэффициента нефтевытеснения в зависимости от ориентации каналов аномально низких фильтрационных сопротивлений. Однако на практике количество скважин, в которых проводятся гидродинамические и промыслово-геофизические методы в течение года составляет 3-5 % эксплуатационного фонда. Поэтому трехмерные гидродинамические модели зачастую не обеспечивают мониторинг и управление разработкой месторождений углеводородного сырья. Снижение затрат времени и средств возможно применением индикаторного метода исследований, который не требует остановки добывающих и нагнетательных

скважин. Но для получения объективной информации, а не оценочной, его следует модифицировать, что позволит учитывать пространственно-временные изменения фильтрационных свойств терригенных коллекторов многопластовых месторождений с целью анализа показателей разработки и проектирования соответствующих геолого-технологических мероприятий.

Цель работы

Повышение эффективности разработки продуктивных пластов с тектоническими разрывными нарушениями путем адаптации сетки скважин и оптимизации пластового давления с применением модифицированной технологии индикаторного метода исследования для увеличения информативности об исследуемых пластах объекта разработки.

Основные задачи исследования

1. Изучение процесса образования техногенных трещин в терригенных коллекторах с целью определения участков пласта наиболее подверженных трещинообразованию.

2. Анализ влияния размещения скважин относительно разрывных нарушений на эффективность выработки запасов нефти с применением индикаторных методов исследования.

3. Разработка и внедрение модифицированной технологии индикаторного исследования с целью регулирования параметров системы заводнения на многопластовом месторождении;

4. Разработка гидродинамической модели залежи для проектирования размещения скважин на участках пластов с разрывными нарушениями с целью повышения эффективности выработки запасов нефти Ван – Еганского месторождения.

Научная новизна выполненной работы

1. Научно обоснован метод изучения геологического разреза в пределах одной скважины и наблюдения за перемещением углеводородов и нагнетаемых агентов многопластового месторождения, путем измерения концентрации индивидуально закачиваемых трассирующих агентов в системе «скважины –

пласты» и адаптацией геолого-гидродинамической модели согласованием расчетных и фактических значений давления и добычи флюидов.

2. Теоретически обоснован и экспериментально подтвержден способ оптимального расположения скважин, учитывающий результаты индикаторных исследований разветвленной гидродинамически связанной сети техногенных каналов низкого фильтрационного сопротивления и тектонических разрывных нарушений на основе методов компьютерного моделирования адаптивной системы разработки с учетом геологического строения нефтяных пластов разработан

3. Разработан способ оптимизации значений пластового давления в залежи с разрывными нарушениями, позволяющий проектировать технологические режимы работы нагнетательных скважин по результатам индикаторных (трассерных) исследований при эксплуатации постоянного фонда скважин.

Практическая ценность и реализация

1. Способ разработки месторождения, учитывающий тектонические нарушения, позволяющий корректировать очередность разбуривания и плотность сетки скважин, использован при обосновании геолого-технологические мероприятий и прогноза их эффективности в проектных документах ООО «СП «Ваньеганнефть».

2. Технология проведения исследований на многопластовых месторождениях внедрена в ООО «Газпромнефть-Хантос» и позволяет эффективно решать задачи по контролю за перемещением нагнетаемой в пласт воды и продвижением жидкости в межскважинном пространстве на скважинах Приобского месторождения.

3. Совместно с отделом моделирования ООО «СП «Ваньеганнефть» построена и внедрена гидродинамическая модель пласта ЮВ₁¹ Ван-Еганского месторождения, позволяющая определить перспективные зоны бурения новых скважин, учитывающая нарушения, находящиеся в северной части залежи ЮВ₁¹ и имеющая высокий уровень сходимости (менее 1,5 %).

Апробация результатов работы

Результаты диссертационной работы и ее основные положения докладывались и обсуждались на: Международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (Тюмень, 2005 г.), Международном технологическом симпозиуме «Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений» (Москва, 2006 г.), XII международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2007 г.), научно – технических советах ООО НИИ [«СибГеоТех»](#), ООО «СП «Ваньеганнефть», семинарах кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» ТюмГНГУ (2004 – 2008 гг.).

Публикации

Результаты выполненных исследований отражены в 12 печатных работах, в том числе 3 издания, рекомендованные ВАК РФ. Получено 3 патента РФ на изобретения.

Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 147 страницах машинописного текста, содержит 6 таблиц, 57 рисунков. Состоит из введения, четырех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников из 111 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель и задачи исследований, научная новизна и практическая значимость диссертационной работы, определены основные направления исследований.

В первом разделе производится интерпретация результатов трассерных (индикаторных) исследований, объектов месторождений: Ай – Еганское, Ван – Еганское, Ершовое, Южное, Лор – Еганское, Комсомольское, Тюменское, Новомолодежное, Кирско – Коттынское, Северо – Ореховское, Самотлорское и

других. Выявлено: - наличие обширных гидродинамически связанных каналов с аномально – низким фильтрационным сопротивлением (НФС);

- объем каналов НФС, развиваемый одной нагнетательной скважиной, варьирует в широком диапазоне 59 – 7631 м³ при среднем значении 497 м³;

- фазовые проницаемости каналов НФС колеблются в достаточно широком интервале – 55 – 251294 мкм², что также на 2 – 6 порядков превышает характерные значения для пластов;

- скорости фильтрации закачиваемой воды, меченной индикаторами, находится в интервале 0,8 – 2052 м/ч, что превышает характерные скорости фильтрации для полимиктовых коллекторов на 2 – 6 порядков;

- появление в добывающих скважинах во времени нескольких пиков (экстремумов) подъема концентрации от 1 до 12, что свидетельствует о фильтрации нескольких каналов НФС;

- раскрытость каналов НФС оценивается в размере (4,2 – 1160)·10⁻³ мм, и имеет тенденцию к расширению;

- количественное влияние давления нагнетания (перепада давления) на раскрытость каналов НФС и коэффициента охвата;

- практически полное отсутствие фильтрации из каналов НФС в матрицу коллектора (слабая гидродинамическая связь);

- непроизводительную фильтрацию закачиваемой воды по каналам НФС в количестве 8 – 43%, не совершающей работу по нефтевытеснению;

- повышение скорости фильтрации по каналам НФС с увеличением неоднородности коллектора;

- распределение преимущественной ориентации прохождения трассера по простиранию пласта как правило, происходит в двух взаимно – перпендикулярных направлениях: юго-запад и (северо – восток) и юго – восток (северо – запад) с некоторыми флуктуациями;

- продолжающиеся техногенные трещинообразования в пласте.

Образование каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС) носит преимущественно техногенный характер. Глубокие депрессии и высокие

репрессии при бурении, освоении и эксплуатации скважин, очевидно, превышают критические величины раскрытия динамо – напряженных зон и флексурно – разрывных нарушений и, тем самым, способствует образованию техногенных трещин. Индикаторными исследованиями выявлено, что использование методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) с целью тампонирования каналов НФС позволяет в среднем на 66 % устранить их влияние. Однако, после деструкции осадкообразующей системы, число и объем каналов НФС возрастает, снижается коэффициент охвата и, соответственно, нефтеизвлечения. Это говорит о необходимости периодического проведения индикаторных исследований с целью обеспечения системности проведения методов ПНП.

Во второй главе проводятся аналитические и промысловые исследования методов определения зон максимально подверженных трещинообразованию, на основании результатов которых предложена методика построения карт изобар с учетом нарушений пласта.

Изучать процесс образования трещин в горных породах начали в конце XVIII века (А.Г. Вернера и др.). Трещиноватостью занимались Г.И. Баренблатт, В.В. Белоусов, О.И. Гущенко, Ю.П. Желтов, С.Н. Журков, Е.Е. Крекис, Н.И. Кригер, Г.И. Клоос, А.М. Овчинников, Е.М. Смехов, Е.Н. Перманов, А.В. Пэк, М.В. Рац, К. Терцаги, Н.В. Херасков, С.Н. Чернышев и др. Проблеме техногенных процессов, способствующих трещиноватости горных пород представленных как карбонатными, так и терригенными отложениями, так же посвящено большое количество работ авторов: К.Б. Аширова, С.И. Грачева, Л.П. Гмид, Р.И. Медведского, А.П. Телкова, А.С. Трофимова, В.Н. Калачевого, Л.Д. Кноринг, А.С. Новиковой и многих других исследователей.

Трещиноватость горных пород имеет в основном тектоническое происхождение, развиваясь при складкообразовании или в связи с образованием разломов и обособлением отдельных блоков. Иногда она может быть обусловлена различными в разных зонах скоростями диагенеза и литификации осадков. Результаты трещинообразования, такие как раскрытость

трещин, их размер, распределение и ориентация связаны с характером напряженного состояния и типами пород (хрупкие или пластичные), их структурными особенностями, глубиной залегания, литологией и мощностью пласта. Совместно с А.С. Трофимовым рассмотрен процесс образования техногенных трещин для продуктивных пластов Ван-Еганского месторождения и произведен анализ предпосылок образования трещин при гидроразрыве пласта по промысловым данным. Установлено, что критическое давление раскрытия трещин для пластов составляет в среднем 0,86 от вертикального горного давления и выявлено, что диапазон давлений разрыва во многом зависит от местонахождения скважины. Значение давления разрыва в скважинах юрских залежей Ван-Еганского месторождения, расположенных на крыльях сводов меньше, чем в скважинах, расположенных в других частях залежей в среднем на 36 %. Необходимо также отметить, что при повторном гидроразрыве давление разрыва меньше на 54,4 % (таблица 1).

Таблица 1 – Давление разрыва при проведении ГРП

№ п/п	Мест-е	Скв.	Пласт	Интервала перфорации, м	Давление ГРП (МПа)	Давление повторного ГРП (МПа)
1	А-Е	414	БВ ₁₆₋₁₇	5	55	16,6
2	А-Е	415	БВ ₁₆₋₁₇	7	48	17,2
3	А-Е	423	БВ ₁₆₋₁₇	10,5	58	25
4	А-Е	375	БВ ₂₀	12	54	32
5	А-Е	395	ЮВ ₁	8	57	34
6	А-Е	619	ЮВ ₁	9,5	37,4	27

Часть нагнетательных скважин работают с постоянным давлением нагнетания воды больше, чем минимально допустимое давление при ГРП в среднем на 82 %. Так, например, для пласта БВ₃ вертикальная составляющая горного давления составляет 40,3 МПа, диапазон давления разрыва пласта составил от 18,0 до 56,0 МПа, а среднее давление на забое нагнетательных скважин составляет 31,8 МПа (диапазон изменения давлений от 27,8 до 36,5 МПа). Поэтому при длительной работе нагнетательных скважин на участках пластов вокруг них образуются техногенные трещины, которые соединяются с естественными. Формируются каналы высокой проводимости между

нагнетательной скважиной и добывающими. Они увеличивают обводненность скважинной продукции, за исключением части объема воды, которая расходуется на капиллярную пропитку примыкающих к ним промытых блоков.

По результатам проведения индикаторных (трассерных) исследований на различных режимах работы нагнетательной скважины на Ай-Еганском месторождении по пласту ЮВ₁ установлено, что при снижении давления нагнетания уменьшается скорость прохождения воды нагнетаемой в пласт, а так же количество скважин, в которых обнаружен индикатор (таблица 2).

Таблица 2 – Результаты расчетов скорости продвижения воды на участке пласта ЮВ₁ Ай-Еганского месторождения

<i>Давление закачки P=17,0 МПа</i>									
№ скважины	387	395	396	397	405	406	422	560	903
Расстояние между скв. м	975	897	545	789	720	684	1408	379	995
Скорость прохождения, м/ч	2,9	17,0	23,6	1,7	23,0	13,6	19,2	46,6	36,6
Приведенная скорость, (м/ч)/МПа	0,13	0,77	0,82	0,07	1,17	0,64	1,04	2,80	1,70
<i>Давление закачки P=15,0 МПа</i>									
Скорость прохождения, м/ч	1,2	0,7			7,4	6,6	1,8	1,0	2,9
Приведенная скорость, (м/ч)/МПа	0,03	0,02			0,18	0,16	0,04	0,02	0,07

Таким образом, изменение технологических режимов скважин приводит к изменению режима и структуры продуктивного пласта. Поэтому для повышения эффективности процесса нефтедобычи важно обеспечить оптимальные значения режимов нефтегазовой залежи (поля пластовых давлений). Поэтому предложено управлять пластовым давлением на действующем фонде скважин путем регулирования забойных давлений, изменяя технологические режимы нагнетательных скважин ([патент РФ № 2315863](#)). Изучение указанного процесса позволило предложить методику построения карт изобар с учетом разрывных нарушений. На первом этапе построения карты необходимо проанализировать сейсмические данные по пласту, на втором - изучить динамику работы нагнетательных и добывающих скважин, и только с учетом этого приступать к построению карт. Применение

данной методики позволило более точно построить карты изобар, которые корректнее и полнее отражают энергетическое состояние залежи.

В третьем разделе обоснована необходимость разработки способа исследования многопластовых месторождений углеводородов. Предложено в каждый из пластов закачивать индивидуальный трассирующий агент, при этом периодически или непрерывно регистрировать его концентрацию в добывающих скважинах на устье или на выходе из соответствующего пласта. Если нагнетательная скважина вскрывает одновременно несколько пластов, применяется компоновка для одновременно-раздельной закачки различных трассирующих агентов, индивидуально для каждого пласта.

Устанавливают перед исследованиями или после исследований с помощью трассирующих агентов взаимодействие скважин через разрывные нарушения путем адаптации геолого-гидродинамической модели, обеспечивая согласование расчетных и фактических показателей – давления и добычи пластовых флюидов, при этом определяют гидравлическую связь по динамике заводнения коллекторов, выявляя систему трещин, по которым движется основной поток закачиваемой воды. По результатам исследований устанавливают преимущественную ориентацию фильтрации пластовых флюидов, на основании которой выбирают технологические режимы нагнетательных и добывающих скважин, а так же изменяют категорию для отдельных скважин.

Предложенный способ исследования был защищен [патентом РФ № 2315863](#) и реализован на Приобском месторождении в 2006 году. В нагнетательную скважину 15535, оборудованную компоновкой для одновременно - раздельной закачки (рисунок 1), ввели: в пласт АС₁₀¹ раствор эозина, в пласт АС₁₀² раствор тринатрий фосфата, в пласт АС₁₁² раствор флуоресцеина натрия.

Отбор проб производился по 11 добывающим скважинам, 8 из которых работают на трех пластах, и 3 скважины - на двух пластах. Анализ интерпретации закачки трассеров на участке со скважиной 15535 показывает,

что из исследуемых 11 скважин в 7 из них обнаружены поступления трассера. Проведенные индикаторные исследования на участке со скважиной 15535 свидетельствуют о наличии разветвленной и гидродинамически связанной сети аномально высокопроницаемых каналов (НФС).

По пласту AC_{10}^1 : объём каналов НФС оценивается в размере $215,1 \text{ м}^3$, скорость прохождения части закачиваемой воды по каналам НФС аномально высока и варьирует от 1 до $216,6 \text{ м/ч}$, проницаемость каналов НФС лежит в диапазоне $13,3 - 36,9 \text{ мкм}^2$.

По пласту AC_{10}^2 : объём каналов НФС оценивается в $194,7 \text{ м}^3$, скорость прохождения части закачиваемой воды по каналам НФС варьирует от $11,4$ до $157,3 \text{ м/ч}$, проницаемость каналов НФС лежит в диапазоне $1332,6$ до $17566,5 \text{ мкм}^2$.

По пласту AC_{11}^2 : объём каналов НФС оценивается в $520,4 \text{ м}^3$, скорость прохождения части закачиваемой воды по каналам НФС варьирует от $5,4 - 127,8 \text{ м/ч}$, проницаемость каналов НФС лежит в диапазоне $1028,7 - 12550,6 \text{ мкм}^2$.

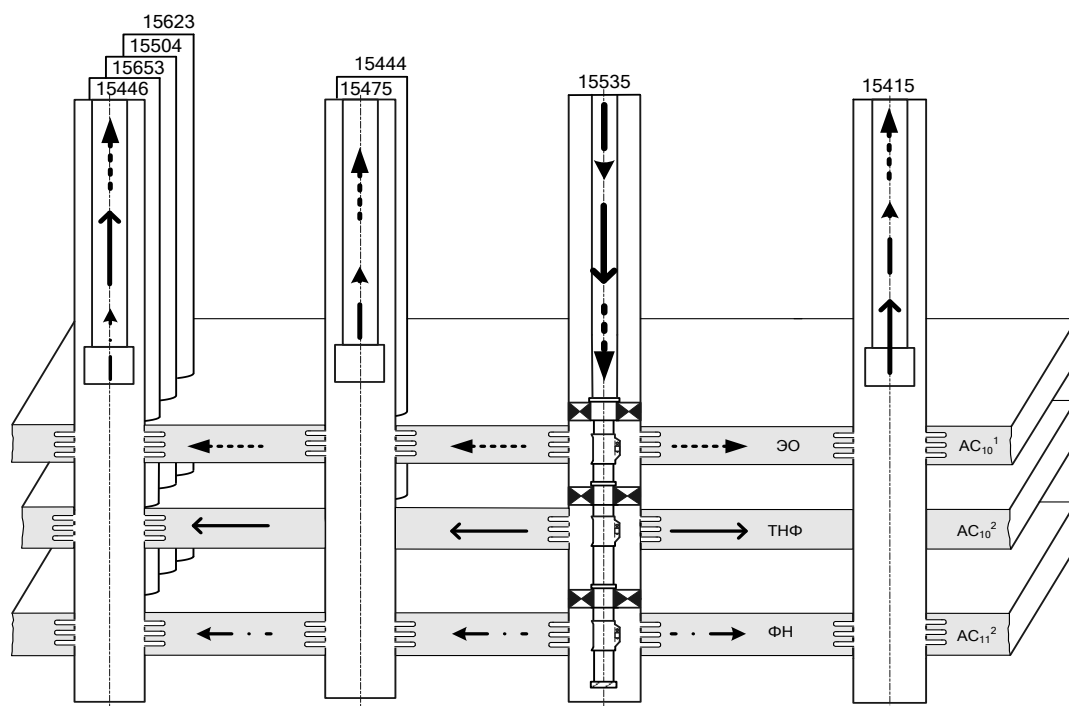


Рисунок 1 - Схема закачивания индикаторов в скважину 15535

Необходимо отметить, что анализ проб жидкостей из всех скважин проводился на наличие трех индикаторов. В скважине 15415 через 38 часов, не

смотря на то, что в ней перфорированы 2 пласта AC_{10}^1 и AC_{11}^2 обнаружен индикатор тринатрийфосфат, который закачивался в AC_{10}^2 . Произведенные расчеты показали, что скорость поступления индикатора составила 77,6 м/ч, объем канала НФС - 17,3 м³, проницаемость 60,5 мкм².

Установлено, что причиной появления в скважине 15415 (в скважине вскрыты пласты AC_{10}^1 и AC_{11}^2) закачанного в пласт AC_{10}^2 индикатора, является - межпластовый переток (из AC_{10}^2 в AC_{10}^1). Скважины расположены на крыле куполовидного поднятия, на участке где отмечается наличие зоны разуплотнения горных пород, которая характеризуется развитой сетью дилатантной природной трещиноватости. Данное поднятие прослеживается в разрезе пластов AC_{10}^1 , AC_{10}^2 , AC_{11}^2 , в результате этого на участке в интервале между скважинами 15415 и 15535 возможно наличие перетока между пластами. Проведенные исследования на участке месторождения позволили установить:

- наличие гидродинамически связанных высокопроницаемых каналов НФС и значения скорости прохождения закачиваемой воды по этим каналам одновременно на нескольких пластах;

- межпластовый переток.

В четвертом разделе на примере Ван-Еганского месторождения предложены основные направления ввода в разработку продуктивных пластов с учетом их геологических и гидродинамических особенностей.

Юрские залежи находятся на этапе разбуривания и корректировка схемы расположения скважин, с учетом геологического строения, позволит избежать ряда ошибок, допущенных при разработке среднеюрских пластов на месторождениях аналогов, а также повысит экономическую эффективность ввода месторождения в разработку. Горизонт ЮВ₁ представляет собой комплекс глинисто-песчаных отложений прибрежно-морского генезиса, залегающий в верхней части васюганской свиты. Залежь продуктивного пласта ЮВ₁¹ нефтегазовая, пластово-сводовая. Общая толщина пласта в среднем составляет 13,4 м. Коэффициент песчаности по пласту в среднем составляет 0,48. Расчлененность изменяется от 1 до 7 и в среднем составляет 2,3. По

данным ГИС, пористость по пласту среднем составляет 18 %, средневзвешенная проницаемость по площади $89 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Проведенный анализ временных разрезов и карт сейсмических атрибутов по горизонту ЮВ₁¹ с целью уточнения местоположения тектонических нарушений к юго-западу от скважин 113, 149 и 3317 показал, что существование нарушений не вызывает сомнения, однако сеймика не дает ответа на вопрос, являются ли нарушения экранами.

В 2003 году для определения технологии эксплуатации скважин кустов 51, 64, 61, пробуренных на пласт ЮВ₁, была построена гидродинамическая модель, в которой не были учтены тектонические нарушения, которые существенно повлияли на процесс разработки. Так, например, в декабре 2004 г. в построенной добывающей горизонтальной скважине 3300 был получен газовый конденсат. Анализ сейсмических данных с целью уточнения местоположения тектонических нарушений по пласту ЮВ₁¹ в районе скважин 4033 и 3300 показал, что скважины 4033 и 3300 разделяются тектоническим нарушением. По результатам гидропрослушивания, проведенного в 2005 г., между скважинами 4033 и 3300 установлено отсутствие гидродинамической связи, следовательно, разлом, проходящий между скважинами 4033 и 3300 непроницаем.

Для проведения анализа распределения текущей нефтенасыщенности пласта ЮВ₁¹ Ван-Еганского месторождения с целью определения перспективных зон бурения новых скважин компанией ОХУ была построена геологическая модель, на основе модели резервуара (программа Petrel, экспортированная в Eclipse) с учетом интерпретации сеймики 3D по отражающему горизонту Баженовской свиты и интерпретации геофизических исследований скважин (отбивок кровли и подошвы пласта ЮВ₁¹). Структурная сетка построена в соответствии с преобладающим простиранием разломов по данным сейсмической интерпретации (север-северо-западное – юг-юго-восточное). Выявлено, что нарушения, находящиеся в северной части залежи ЮВ₁¹, имеют наибольшую амплитуду в направлении на юг и «угасают» в

северном направлении. Наиболее значимые разломы с амплитудой от 10 до 50 м имеют сбросовый характер: у северо-западного нарушения восточное крыло поднято над западным, у центрального нарушения – система сбросов на восточном крыле, западное приподнято.

На основании данной модели Сусловым А.А. совместно с отделом моделирования ООО «СП «Ваньеганнефть» построена гидродинамическая модель с размером ячеек 50x50 м по горизонтали и 0,5 м – по вертикали (в количестве 175x263x20, всего 920500 ячеек). Для построения кубов распределений фильтрационно-емкостных свойств коллектора были приняты данные по зависимостям, полученным на основании анализа результатов ГИС и лабораторных исследований керна из скважин 3465, 3806, 158, 169.

Моделирование пористости при этом производилось с использованием каротажных кривых по скважинам. Распределение начальной газо- и нефтенасыщенности моделировалось с помощью функции Леверетта (J-Function) как зависимость от капиллярного давления с использованием испытаний на 19 образцах керна из скважины 3436, по результатам которых была получена зависимость с высоким показателем сходимости.

$$S_{\text{вс}} = 0.8096 * ((K_{\text{пр}} / K_{\text{п}})^{0.5})^{-0.5052}, \quad R=0.89; \quad (1)$$

$$S_{\text{н}} = 1 - S_{\text{вс}}; \quad (2)$$

$$S_{\text{гн}} = 1 - S_{\text{вс}} - S_{\text{н}}; \quad (3)$$

$$J\text{-Function} = P_{\text{с}} \cdot (K_{\text{пр}}/K_{\text{п}})^{0.5}, \quad (4)$$

где $S_{\text{вс}}$ – связанная вода, $S_{\text{но}}$ – остаточная нефтенасыщенность, $S_{\text{н}}$ – начальная нефтенасыщенность, $P_{\text{с}}$ – капиллярное давление.

Адаптация модели на историю разработки северной части залежи пласта ЮВ₁¹ Ван-Еганского месторождения, представленная в модели в период с августа 2001 года по ноябрь 2006 года включительно, имеет высокий уровень сходимости (менее 1,5 %). При настройке модели были просчитаны два варианта:

а) с проницаемыми разломами в северо-западной и в центральной частях залежи (опция по проводимости приразломной части ячеек);

б) с непроницаемыми разломами.

Детально рассмотрен участок залежи в районе северо-западного разлома с целью проектирования расположения новых добывающих скважин. По результатам моделирования получены графики накопленной добычи газа по скважинам, из которых установлено, что добыча газа увеличивается, если считать разлом в северо-западной части проницаемым. Исходя из фактических показателей разработки, кривая варианта расчета с непроницаемым разломом расположена ближе к фактическим данным. Отсюда сделан вывод, что данный разлом является непроницаемым. Следовательно, проектируя расположение новых скважин в данном районе со стороны чисто нефтяной зоны, можно рассчитывать на невысокий газовый фактор в получаемой продукции.

Как известно (В.Д. Лысенко, С.Н. Закиров и др.) для таких объектов необходимо подбирать систему разработки, которая позволит равномерно вовлечь в процесс выработки все участки продуктивных залежей и повысит коэффициент охвата пласта разработкой. В соответствии с этой концепцией предложен способ разработки углеводородных пластов, имеющих многочисленные разрывные нарушения, который позволит осуществлять адаптивную систему разработки с учетом геологического строения нефтяных пластов, открывающихся в процессе разбуривания площади ([патент РФ №2292453](#)). Совместно с В.А. Леоновым и др. предлагается залежь, в которой породы пласта имеют систему разрывных нарушений, на первом этапе разбуривать по редкой (избирательной) сетке скважин, используя данные геофизических исследований, размещая добывающие скважины вблизи разрывных нарушений, а нагнетательные скважины за пределами или в пределах зон, ограниченных этими разрывными нарушениями. На втором этапе для обоснования оптимальных технологий разработки нефтяных залежей, осложненных тектоническими нарушениями необходимо выявление структуры запасов нефти с детальной геометризацией залежей углеводородов и определение влияния структуры запасов на характер их выработки. При обнаружении на площади залежи тектонических разломов необходимо

определить (рисунок 2) их связь с газовой шапкой, с пластовой и законтурной водой, со всеми нефтяными пропластками, с нефтематеринской породой.



Рисунок 2 – Схема определения геологических факторов, влияющих на эксплуатацию залежи

В процессе разработки на основании построенных карт оценивают объемы дренируемых запасов и определяют количество новых скважин для бурения. В зонах развития прерывистых и расчлененных коллекторов сетка скважин уплотняется с учетом плотности запасов. В более выдержанных по площади и разрезу коллекторах, оценивается площадь дренирования, темп выработки запасов и с учетом этого определяется оптимальная плотность сетки. Для более равномерного охвата пласта воздействием формируют очаги закачки рабочего агента в зонах с пониженной проницаемостью, за пределами зон разрывных нарушений. Разбуривая залежь по такому принципу, при уточнении геологического строения можно легко трансформировать выбранную систему в общепринятые системы разработки, включающие в себя равномерное расположение скважин в зонах с одинаковыми фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), что приведет к более равномерной выработке запасов.

В 2006 году на основе геологической модели пласта, данных сейсмической разведки и промысловых исследований, с учетом технических решений, предложенных в [патенте РФ № 2292453](#), на пласте ЮВ₁¹ была пробурена горизонтальная скважина 3313. Скважина запущена в работу фонтанным способом эксплуатации с дебитом нефти 62 т/сут (рисунок 3).

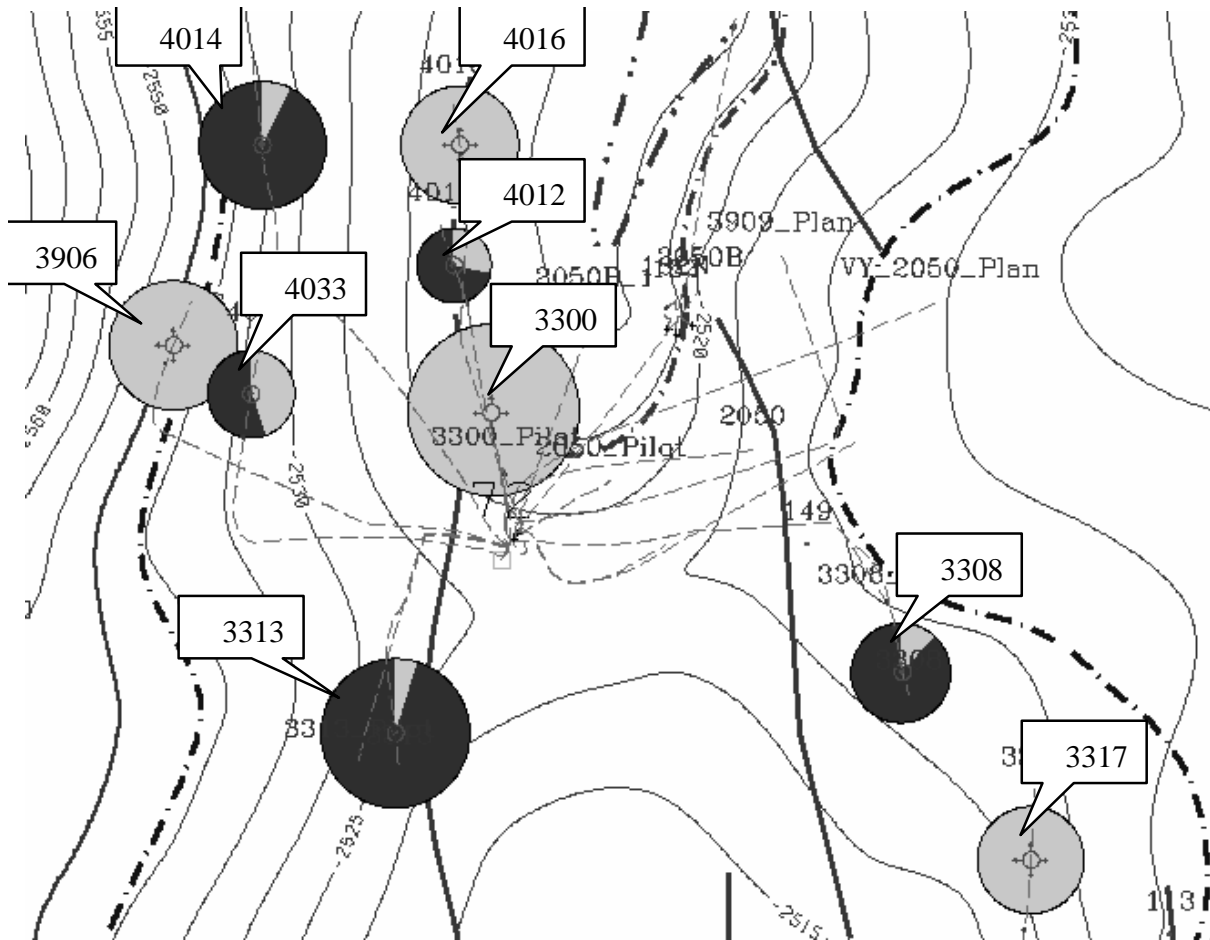


Рисунок 3 - Карта разработки участка пласта ЮВ₁¹ Ван-Еганского месторождения по состоянию на 01.08.2008

С целью изучения направления фильтрационных потоков на этом же участке залежи в марте 2008 г. были проведены трассерные исследования (закачка индикатора в нагнетательную скважину 3300), которые показали наличие не существенной гидродинамической связи между скважинами. По результатам исследований стабильный вынос трассера на протяжении отдельных длительных временных интервалов отмечается лишь для скважины № 3317. Очень слабой реакцией на закачку в первые 90 дней можно охарактеризовать скважины №№4033, 4012. В горизонтальной скважине 3313

индикатор не обнаружен. С 2006 г. она запущена в работу фонтанным способом эксплуатации с дебитом нефти 62 т/сут. Текущая накопленная добыча нефти по данной скважине составляет 43,7 тыс. тонн.

Таким образом, предложенный метод индикаторных исследований многопластовых месторождений позволяет:

- на первой и средней стадии разработки уточнить параметры разработки (сетку и плотность скважин), стратегию разбуривания, активно рекомендовать мероприятия по проектированию;

- на стадии прогрессирующего обводнения обосновывать применение методов циклического воздействия, физико-химических методов повышения нефтеотдачи и выявлять зоны обводнения и зоны, не охваченные воздействием;

- на четвертой стадии –надежно определять зоны с пассивными запасами и разрабатывать методы для их вовлечения в активную разработку;

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Промысловыми исследованиями процесса трещинообразования в терригенных коллекторах установлено, что при длительной работе нагнетательных скважин при значении давления нагнетания ниже вертикального горного, образуются техногенные трещины, причем давление разрыва в скважинах, расположенных на крыльях сводов меньше, чем в скважинах расположенных в других частях залежей в среднем на 36 %.

2. На основе анализа режима работы скважин в зависимости размещения относительно разрывных нарушений выявлена низкая (до 43 %) эффективность эксплуатации нагнетательных скважин, расположенных в зоне каналов низкого фильтрационного сопротивления.

3. На основе анализ результатов индикаторных методов исследования на месторождениях Западной Сибири и показателей эксплуатации коллекторов с разрывными нарушениями разработаны технологии, защищенные [патентом РФ № 2315863](#), который был внедрен на скважинах Приобского месторождения:

- оптимизации поля пластовых давлений при неизменном фонде скважин, за счет изменения забойных давлений путем регулирования технологических режимов нагнетательных скважин;

- исследования многопластовых месторождений нефти индикаторами, для оптимизации процесса разработки путем регулирования параметров системы заводнения на многопластовом месторождении.

4. Разработан способ ([патент РФ № 2292453](#)) адаптивной разработки месторождений углеводородов, имеющих многочисленные разрывные нарушения внедрение которого на основе анализа геологической модели залежи ЮВ₁¹ Ван-Еганского месторождения, позволило определить оптимальное положение сетки скважин. По состоянию на 01.08.2008 накопленная добыча нефти по скважине 3313 составила 43,7 тыс.тонн.

Основные положения диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Галлиев Ф.Ф. Индикаторные исследования для построения геологической модели залежи ПК₁₉ Ван-Еганского месторождения / Ф.Ф. Галлиев, А.С. Трофимов, С.В. Поняев, Н.Р. Кривова, С.В. Петрова, Н.Н. Галиева // Каротажник - Научно-технический вестник № 3-4 (116-117) - 2004. - С. 181-187.

2. Трофимов А.С. Совершенствование системы разработки коллекторов с разрывными нарушениями / А.С. Трофимов, Н.Р. Кривова // Сб. науч. тр. региональной науч. – практич. конф., посвященной 5-летию Института Нефти и Газа, Т. 1. – Тюмень, 2005. - С. 291-298.

3. Трофимов А.С. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири / А.С. Трофимов, Н.Р. Кривова, С.В. Бердников, А.А. Алпатов, Г.И. Давиташвили, О.М. Гарипов // Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи: Тр. Междунар. технологич. симпозиума, Москва, 2006 г. С. 378-384.

4. Трофимов А.С. Разработка методов регулирования газового и водогазового воздействия / А.С. Трофимов, Н.Р. Кривова, Ф.Ф. Галиев, С.В. Мигунова, И.Е. Платонов, С.В. Гусев // Вестник недропользователя. – 2006. - № 17. - С. 65-68.

5. Галиев Ф.Ф. Трассерные исследования пластов группы «Ю» Коттынской площади / Ф.Ф. Галиев, Н.Р. Кривова, С.В. Поняев, А.С. Трофимов // Вестник недропользователя. - 2007. - № 18. - [С. 44-46](#).

6. Галимов И.М. Нестационарное заводнение на Покачевском месторождении / И.М. Галимов, Н.Р. Кривова, И.Е. Платонов, С.В. Поняев, А.С. Трофимов // Вестник недропользователя. - 2007. - № 18. - [С. 41-43](#).

7. Грачев С.И. Применение индикаторных (трассерных) исследований на многопластовых месторождениях / С.И. Грачев, Н.Р. Кривова, А.В. Сорокин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2008. - № 5 – С. 13-15.

8. Сорокин А.В. Аналитическая методика раздела продукции по совместным скважинам / А.В. Сорокин, Н.Р. Кривова, О.В. Войтов, С.Ф. Мулявин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2008. - № 5. – С. 43-47.

9. Сорокин А.В. Построение карт концентрации остаточных запасов углеводородов / А.В. Сорокин, Н.Р. Кривова, О.В. Войтов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2008. - № 7 – С. 32-35.

10. [Пат. РФ № 2292453 РФ](#), Е 21 В 43/30, Е 21 В 43/16. Способ разработки месторождения углеводородов / А.С. Трофимов, В.А. Леонов, Н.Р. Кривова, А.Л. Зарубин, Ф.Х. Сайфутдинов, Ф.Ф. Галиев, И.Е. Платонов, И.В. Леонов // № 2005105146/03; Заявлено 24.02.2006; Патентообладатель [ООО НИИ СибГеоТех](#). Оpubл. 27.01.2007., Бюл. № 3.

11. [Пат. № 2315863 РФ](#), Е 21 В 47/10, Е 21 В 43/00. Способ исследования и разработки многопластового месторождения углеводородов / А.С. Трофимов, В.А. Леонов, А.А. Алпатов, С.В. Бердинков, О.М. Гарипов, Г.И. Давиташвили,

Н.Р. Кривова, И.В. Леонов (Россия) // № 2005138012/03; Заявлено 06.12.2005;
Патентообладатель [ООО НИИ СибГеоТех.](#) Оpubл. 27.01.2008., Бюл. № 3.

12. [Пат. № 2328590 РФ](#), Е 21 В 43/14. Способ раздельной эксплуатации объектов нагнетательной или добывающей скважины и варианты установки для его реализации / М.З. Шарифов, В.А. Леонов, О.М. Гарипов, В.В. Сорокин, Х.Ф. Азизов, А.Н. Соколов, Н.Р. Кривова, П.П. Воронин, В.Э. Мамедов, М.В. Мокрый, З.Д. Дадашов // № 2006137251/03; Заявлено 20.10.2006; Оpubл. 10.07.2008., Бюл. № 19.

Соискатель



Н.Р. Кривова

Издательство «Вектор Бук»
Лицензия ЛР № 066721 от 06.07.99 г.

Подписано в печать 19.03.2009 г.
Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Печать Riso.
Усл. печ. л. 1,44. Тираж 100 экз. Заказ 1.

Отпечатано с готового набора в типографии
издательства «Вектор Бук».
Лицензия ПД № 17-0003 от 06.07.2000 г.

625004, г. Тюмень, ул. Володарского, 45.
Тел. (3452) 46-54-04, 46-90-03.