

На правах рукописи

**КАЗАНЦЕВ ПАВЕЛ ЮРЬЕВИЧ**

**ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ  
ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ  
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 25.00.17 –  
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации  
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Тюмень - 2004

Работа выполнена в государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» Министерства образования Российской Федерации (ТюмГНГУ).

**Научный руководитель:**

доктор технических наук, профессор

**Карнаухов Михаил Львович**

**Официальные оппоненты:**

доктор физико-математических наук, профессор

**Федоров Константин Михайлович,**

кандидат технических наук

**Бодрягин Александр Владимирович**

**Ведущее предприятие**

ОАО «Тюменский научно-исследовательский и проектный институт природного газа и газовых технологий» (ОАО ТюменНИИгипрогаз).

Защита диссертации состоится “ 20 “июня 2004 г. в 12<sup>00</sup> час на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского 38.

С диссертацией и содержанием опубликованных работ можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ по адресу: 625000, г. Тюмень ул. Володарского 38.

Автореферат разослан “ 20 ” мая 2004 г.

Ученый секретарь диссертационного  
совета, доктор технических наук,  
профессор

**В.П.Овчинников**

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность работы**

Одним из факторов роста добычи нефти является широкое применение методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), за счет которых добывается до 20 % общей добычи нефти по Ханты-Мансийскому округу, в котором сосредоточены основные запасы Западно-Сибирской нефти .

Метод воздействия на пласт - гидроразрыв пласта (ГРП) - в настоящее время обеспечивает более 40 % дополнительной добычи нефти. На долю других методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притоков - гидродинамических, физико-химических - также приходится до 40 % дополнительной добычи нефти. Бурение горизонтальных скважин и зарезка вторых стволов обеспечивают до 3 %, на долю прочих технологий приходится 17 % дополнительной нефти.

Как видно, гидроразрыв пласта, является одним из основных методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пласта. Однако резервы этого метода далеко не исчерпаны. Пока, за редким исключением, все технологии применения ГРП сводятся к закачке относительно небольших объемов пропанта – 5-10 тонн – с созданием неглубокопроникающих трещин в пласт. Совершенно не изучен вопрос о ГРП в обводненных скважинах: здесь эффективность воздействия невысокая. Встречаются как эффективные работы, когда не только увеличивается дебит нефти, но и снижается процент поступающей воды совместно с нефтью, так и неэффективные, когда провоцируется еще более интенсивное поступление воды, без существенного повышения нефти в продукции. Не ясно, насколько правомерно проведение ГРП в пластах с хорошими коллекторскими свойствами, так как конечные показатели ГРП в таких пластах неоднозначно свидетельствуют о возможностях ГРП для этих пластов.

Одним из сдерживающих факторов повышения эффективности применения ГРП является отсутствие четких представлений о том, в каких отложениях и каких пластах приемлемо применять ту или иную технологию ГРП (по объемам закачки проппанта и жидкости-песконосителя, по способу закачки рабочих агентов, по вариантам технологий – с закачкой предварительной порции проппанта с перерывом подачи жидкости-песконосителя или без этого и т.д.).

По-существу, несмотря на проведение в Западной Сибири уже более 10000 операций ГРП, практически не было выполнено ни одного более или менее значимого ГДИ - гидродинамического исследования скважины - либо до, либо после ГРП. Совершенно нет ГДИ до и после ГРП. Последнее дало бы ответы на многие вопросы, касающиеся правомерности проведения таких работ на различных объектах.

### **Цель работы**

Выявление особенностей проведения ГРП в различных горно-геологических условиях, изучение процессов фильтрации жидкости в пласте и движения ее в скважине после ГРП, разработка критериев выпора скважин для ГРП и определение рациональных технологий проведения операций.

### **Задачи исследования**

1. Анализ состояния работ по проведению гидроразрывов пластов при интенсификации скважин на месторождениях в Тюменской области.
2. Разработка методик и программ моделирования стационарных и нестационарных процессов фильтрации жидкости в пласте и поступления в скважину при создании трещин в пласте различной формы и протяженности.

3. Совершенствование методик интерпретации кривых восстановления давления на забое и уровня жидкости в скважине, получаемых при ГДИ, проводимых до и после ГРП.

4. Определение критериев выбора скважин для проведения ГРП на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

### **Научная новизна**

1. Обоснована методика и разработаны программы численного моделирования нестационарной фильтрации, позволившие исследовать разнообразные процессы, связанные с движением жидкости в системе «пласт – скважина» при наличии трещин различной протяженности.

2. В результате моделирования исследованы особенности движения жидкости в околоскважинной зоне: показано, что по КВУ, записанным до и после ГРП возможно определение наличия скин-эффекта, определение параметров пласта и проводимости трещины. Установлена зависимость определения «скин-эффекта» в скважинах с проведенными ГРП в зависимости от вида и длины трещины.

3. Предложена методика интерпретации диаграмм давления, полученных при компрессировании скважин с ГРП, с определением длины трещины и ее гидропроводности.

4. Определены критерии выбора скважин для проведения ГРП на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

### **Практическая ценность работы**

Разработанная математическая модель движения жидкости в системе «пласт-скважина» при наличии трещины в пласте, которая позволяет исследовать разнообразные процессы, встречаемые при освоении и эксплуатации скважин, подверженных воздействию гидроразрывом пласта, и тем самым – изучать их особенности.

*На основе выполненной работы составлено “Методическое руководство по интерпретации результатов гидродинамических*

*исследований, проводимых при контроле за разработкой месторождений в Тюменской нефтяной компании”.*

*В нефтяной компании ТНК “Методическое руководство.....” принято в качестве обязательного комплекса для интерпретации результатов ГДИ.*

### **Апробация работы**

Основные положения диссертационной работы докладывались:

- на XII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов “Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири”, (г. Тюмень, ОАО СибНИИНП, 2003 г.);

- на Международной научно-технической конференции “Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе” (г. Тюмень, ТюмГНГУ, сентябрь, 2003 г.);

- на конференции молодых специалистов в г. Нижневартовск ОАО «ТНК» (автор завоевал второе призовое место в конкурсе молодых ученых за сделанный доклад);

- на научно-технической конференции ОАО «ТНК» ЗАО ТННЦ (г. Тюмень, 14 февраля 2002 г.);

- на научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «ТНК» ЗАО ТННЦ (г. Тюмень, 14 февраля 2002 г.);

- Тюмень ТюмГНГУ

- Тюмень ТюмГНГУ

- Тюмень ТюмГНГУ

- Конференция молодых ученых и специалистов, г.Томск

## **Публикации**

Основное положения диссертации изложены в 8 печатных работах.

## **Объем и структура работы**

Диссертационная работа состоит из введения, 4 разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы. Изложена на 150 страницах машинописного текста, содержит 30 рисунков и 15 таблиц. Список использованной литературы включает 120 наименований.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

*Во введении* дается обоснование актуальности выбранной темы диссертационной работы, сформулированы цель и задачи исследований, а также их научная новизна и практическая ценность.

*В первом разделе* на основе анализа состояния работ по применению гидродинамических исследований скважин на месторождениях Ханты-Мансийского округа (месторождения ОАО “ТНК-ННГ”, Самотлорнефтегаз) рассмотрены проблемы применения методов гидроразрыва пласта на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Определены основные направления совершенствования ГРП в процессе разработки и повышения информативности методов исследования процессов ГРП.

В создание теоретических основ движения жидкости в системе «пласт-скважина» при наличии длинных трещин скважин существенный вклад внесли отечественные ученые: Щелкачев В.Н., Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Бузинова С.Н., Умрихин И.Д., Кульпин В.М., Мясников Ю.А., Шагиев Р.Г. и другие. За рубежом вопросы фильтрации жидкости в скважинах с ГРП рассмотрены в работах Говарда и Фаста (1965), Мэттьюза Ч.С. и Рассела Д.Ж. (1967 г.), Элаугера Р.Ч. (1977), Ли Д. (1982), Стрельцовой Т.Д. (1988), Хорна Р.Н. (1995), Экономидес К. (1990-2000) и других.

*Изучены вопросы влияния на КВД: неоднородности пласта при неустановившейся плоскорадиальной фильтрации к скважине, находящейся в центре круговой зоны в*

*бесконечном пласте; ствола скважины - на самый начальный участок КВД, который несет ценную информацию о состоянии призабойной зоны пласта; скин-эффекта.*

Анализ разработки месторождений показал, что высокий незадействованный потенциал для стабилизации и увеличения добычи нефти заключен в фонде скважин. Необходимо оптимальное использование этого потенциала. А именно: - по наиболее крупным месторождениям (в ОАО «Самотлорнефтегаз» и др. компании ТНК) темп обводнения в 3-5 раз выше темпа выработки запасов;

- до 30 % обводненных скважин, находящихся за пределами действующего фонда, выработали не более 50 % своих первоначальных запасов.

- огромные потери нефти связаны с отсутствием надежных технологий глушения скважин, что приводит к снижению дебитов скважин после текущих и капитальных ремонтов (в 40-50 % случаев);

- эффективность работ по воздействию на пласт снижается, что связано, с одной стороны, с истощением запасов и ухудшением их структуры, с другой - с отсутствием глубокого анализа применимости различных методов воздействия на пласт и выявления области применения каждого из них;

- нет четких концепций реализации методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), закачка реагентов ведется бессистемно, без повсеместного научно-методического сопровождения. В итоге сложилось устойчивое представление о бесперспективности применяемых МУН.

Показано, что первой главной задачей в стабилизации добычи нефти является предотвращение и борьба с обводненностью. Только тогда, когда темп обводненности будет соответствовать темпу выработки запасов, будут созданы условия для стабилизации добычи нефти.

Гидроразрыв пласта – один из самых перспективных методов, направленных на решение указанных задач.

В то же время решение отмеченных задач совершенно невозможно на основе обычного изучения особенностей эксплуатации месторождений без системного анализа их работы и привлечения компьютерной обработки материалов.

Анализ результативности выполняемых в компании ОАО «ТНК» гидроразрывов пласта показал, что нет строгой системы подбора скважин для ГРП, не критериев определения того, какие ГРП более предпочтительны: мини-ГРП, массивованные ГРП или обычные - с закачкой 5-10 тонн пропанта.

Сдерживающими обстоятельствами решения поставленных задач является отсутствие теоретических основ движения жидкости в пласте и призабойной зоне при условиях появления в пласте высокопроводящих трещин. Поэтому одной из задач диссертации стало исследование на основе моделирование разнообразных ситуаций, возникающих в пласте с глубокими трещинами, распространяющихся от скважины.

Исходя из всего сказанного и сформулированы указанные выше задачи исследования.

*Во втором разделе* обосновывается минимальный объем информации, необходимый для оперативного решения задач, связанных интенсивным воздействием на пласт. От того, насколько обоснованно подобраны скважины для проведения ГРП и оценены перспективы получения дополнительной добычи нефти, и определяется эффективность операций в целом.

#### *Определение характеристик пласта по КВУ*

В настоящее время по данным гидродинамических исследований, проводимых в рамках программ контроля за разработкой нефтяных месторождений, нет сколько-нибудь приемлемой информации о гидродинамических параметрах пласта, на основе которой можно было бы заранее рассчитать перспективы выполнения операций ГРП. Так нет данных о фактических значениях проницаемости (гидропроводности), скин-эффекте, пластовых давлениях. Это связано с отсутствием фонтанного фонда, а в скважинах, оснащенных глубинными насосами невозможно выполнение традиционных исследований методом КВД, так невозможно установить на забое манометры. Поэтому, как правило, ограничиваются выполнением замеров с записью кривых восстановления уровня. В ОАО «ТНК» в ЗАО «ТННЦ» разработан «Регламент по исследованию скважин», в котором показано, что по палеткам эталонных кривых возможно определение средней проницаемости (и гидропроводности) пласта. Скин-эффект по таким КВУ не определяется, поскольку усредненный показатель проницаемости в зоне дренирования характеризует как свойства пласта в ПЗП, так и в удаленной зоне.

В то же время в связи с тем, что состояние ПЗП и пласта в районе скважины, подверженной воздействию методом ГРП, существенно изменяется гидродинамическая структура фильтрационных потоков, то данные КВУ, записанные до и после ГРП, теперь могут стать основой для определений фильтрационных характеристик пласта.

На примере исследований на одной из скважин Хохряковского месторождения покажем сущность разработанной методики оценки параметров пласта. На рис. 7 приведены кривые восстановления уровня после свабирования скважины № 920 Хохряковского месторождения: 1-я КВУ записана 22 мая 2002 года, а 2-я КВУ – 28 сентября 2002 года после проведения ГРП.

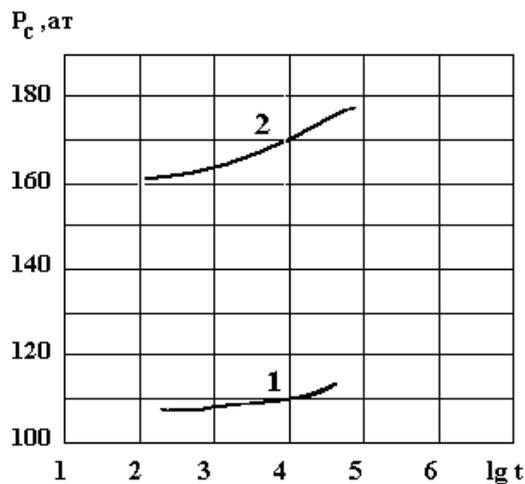


Рис. 1 Кривые восстановления уровня, записанные в скважине № 920.

1 – 22.05.00г., 2 – 28.09.00г.

Первое исследование, как видно, не дало интенсивного роста давления после создания скачка депрессии: за 16 часов записи КВУ давление изменилось всего на 0.8 МПа. Второе исследование после проведения ГРП дало более интенсивный рост давления. Причем начальное давление составляло 16.2 МПа, что на 5.5 МПа выше начального давления в первом исследовании.

Поскольку по КВУ при низких дебитах за 8 часов не достигается восстановления давления, то нельзя судить о пластовом давлении и свойствах пласта. Однако исследование после ГРП точнее характеризуют энергетику исследуемой зоны и пластовое давление, как видно из графика на рис. 7. Кроме

того, по соотношению исследований до и после разрыва можно рассчитать «бывший скин-эффект» в ПЗП.

Предложен следующий способ оценки скин-фактора.

Вполне оправданно предположить, что уравнение фильтрации для стационарного процесса включает параметр скин-эффекта, что имеет место до ГРП –

$$P_1 = P_{nl} - \frac{1}{2\pi} q \frac{\mu}{kh} \left( \ln \frac{R_k}{R_c} + s \right), \quad (2)$$

где  $P_1$  - давление в скважине до ГРП,  $P_{nl}$  - пластовое давление,  $q$  – дебит жидкости,  $\mu$  - вязкость,  $k$  - проницаемость,  $h$  - мощность,  $R_k$  и  $R_c$  - радиус контура питания и скважины,  $s$  – скин-эффект.

После ГРП очевидно скин-эффект исчезает и тогда уравнение фильтрации соответствует уже незагрязненному пласту –

$$P_2 = P_{nl} - \frac{1}{2\pi} q \frac{\mu}{kh} \ln \frac{R_k}{R_c} \quad (3)$$

где  $P_2$  - давление в скважине после ГРП.

Переписав уравнения (2) и (3) и введя показатели продуктивностей скважины соответственно до ГРП -  $\eta_1$  и после ГРП -  $\eta_2$ :

$$\eta_1 = \frac{q_1}{P_{nl} - P_1} = \frac{2\pi\mu}{kh \left( \ln \frac{R_k}{R_c} + s \right)}, \quad \eta_2 = \frac{q_2}{P_{nl} - P_2} = \frac{2\pi\mu}{kh \ln \frac{R_k}{R_c}} \quad (4)$$

находим отношение продуктивностей - ОП:

$$ОП = \frac{\eta_2}{\eta_1} = \frac{\ln \frac{R_k}{R_c} + s}{\ln \frac{R_k}{R_c}} \quad (5)$$

В итоге находим

$$s = \ln \frac{R_k}{R_c} (ОП - 1) \quad (6)$$

Если считать, как обычно, что радиус контура питания составляет  $R_k=250$  м, а радиус скважины  $R_c=0.1$  м, то  $\ln \frac{R_k}{R_c} = 7.8$ . Тогда

$$s = 7.8(OP - 1) \quad (7)$$

В примере, приведенном выше,  $\eta_1 = 1,5$  м<sup>3</sup>/сут/МПа, а  $\eta_2 = 9$  м<sup>3</sup>/сут/МПа. При этом  $OP = 0.9/0.15 = 6$  и

$$s = 7.8(6 - 1) = 39.$$

Как видим, получен довольно высокий показатель скин-эффекта до ГРП. Следует учесть, что при ГРП не только устраняется сопротивление, связанное с повреждением пласта при вскрытии, а также снижается сопротивление за пределами загрязненной ПЗП в пределах трещины, заполненной проппантом, которая, по нашим расчетам, составляет 10-15 м. Поэтому скин-эффект, вызванный процессами бурения, составил в данной скважине  $s = 18.3$ .

Заметим, что в тех скважинах, в которых не были проведены ГРП, дебиты и продуктивности практически совпадают при замерах во время исследований методом КВУ и в период эксплуатации. Например, в скважине № 908 дебиты соответственно составили 25 м<sup>3</sup>/сут – при исследовании с записью КВУ и 23.1 м<sup>3</sup>/сут - при эксплуатации скважины. Это свидетельствует о том, что продуктивности скважин, определенные в период их исследования, могут быть приняты в расчет, несмотря на то, что замеры выполнены в условиях неустановившегося потока.

Всего в скважинах с проведенными ГРП замеры КВУ до и после ГРП выполнены в 9 случаях. В таблице 1 приведены результаты расчета скин-эффекта по вышеприведенной методике. Видно, что скин-эффект зафиксирован в пределах от  $S = 4.7$  до  $S = 22.8$ . Можно заметить, что степень повреждения пласта уменьшается с увеличением продуктивной толщины пласта.

Заметим, что значительные по величине начальные значения скин-эффекта связаны не только с влиянием бурового, цементного растворов и

других технологических жидкостей на ПЗП, а также с возможным проявлением пластических свойств горных пород при работе с повышенными депрессиями.

Таблица 1.

Результаты расчета скин-эффекта в скважинах, которые имели место до проведения ГРП.

№ пп	Скважина	Эффективная толщина пласта, м	Скин-эффект, S
1	153	30.5	19.7
2	729	41	11.6
3	920	19.5	18.3
4	1011	12.5	22.8
5	1013	37.7	4.7
6	1059	67	5.3
7	1521	22.3	7.0
8	3006	15.8	14.3

Данные замеры показали также, что гидроразрывы не только устраняют скин-эффект, но и повышают фильтрационные свойства пласта в пределах распространения трещины, заполненной пропантом. Поэтому ГРП необходимо рассматривать как один из основных методов интенсификации притока.

**В третьем разделе** рассмотрены вопросы, связанные с процессами фильтрации жидкости к скважине при наличии трещины. Несмотря на то, что во всем мире к настоящему времени написано множество (тысячи) статей и известно несколько фундаментальных монографий - Г.Ч. Говарда и К.Р.Фаста (США, 1970 г.), П.М.Усачева (б. СССР, 1986 г.), М.Ж.Экономидеса и К.Н.Нотла (США, 1989 г.) и др., тем не менее остается много неопределенностей в оценке фильтрационных свойств пласта с созданными трещинами при ГРП, определении прогнозных дебитов, а следовательно, - в выборе рациональных технологий ГРП.

При моделировании пластовых систем с применением популярных в настоящее время пакетов программ типа «Эклипс» (и других), что является основой составления современных проектов разработки нефтяных и газовых месторождений, скважины, подверженные воздействию методом ГРП, обычно моделируются с установкой скин-эффекта, равного  $S = -4$  или  $S = -5$ . Почему именно такие значения скин-эффекта повсеместно принимаются при моделировании работы скважин с ГРП, нигде не обсуждается. Хотя, конечно, можно предположить, что разные ГРП дадут совершенно различные характеристики активизации фильтрационных свойств ПЗП, эквивалентом чего при определении укрупненной (средневзвешенной) характеристике гидродинамических сопротивлений околоскважинной зоны является скин-эффект.

При движении жидкости в пласте в радиальном направлении к скважине дифференциальное уравнение (8) принимает вид:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{m\mu\beta}{k} \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (8)$$

Это уравнение является исходным при решении практически всех задач о движении жидкости в пласте при проведении испытания скважин.

При решении уравнения (8) обычно рассматривают два класса задач.

1. Наружная граница предполагается бесконечной с постоянным начальным давлением  $P = P_{nl}$  на ней; внутренняя граница  $r = r_c$  предполагается весьма малой с заданным на ней дебитом.

2. Наружная граница пласта предполагается большой (но конечной)  $r = r_k$  с постоянным давлением на ней  $P_k = P_{nl} = const$  или отсутствием течения жидкости через эту границу ( $q = 0$ ), внутренняя граница также предполагается конечной с заданными давлениями или дебитом.

Допущения о постоянстве дебита, равно как и выражение этих показателей через какие-либо элементарные функции, не являются строгим отображением реальных условий притока. Дебит и депрессия изменяются не произвольно, а зависят от особенностей накопления жидкости в бурильных

трубах. В общем случае забойное давление  $P_c(t)$  может быть определено из выражения:

$$P_c(t) = P_c(0) + \Delta P_T(t), \quad (9)$$

где  $P_c(0)$  - давление в начале притока, равное гидростатическому давлению залитой жидкости в бурильные трубы;  $\Delta P_T(t)$  - дополнительное давление, оказываемое столбом жидкости, поступившей в бурильные трубы из пласта за время  $t$  работы скважины.

Формула для расчёта  $\Delta P_T(t)$  имеет вид:

$$\Delta P_T(t) = \frac{1}{C_T} \int_0^t q(\tau) d\tau = \frac{V(t)}{C_T}, \quad (10)$$

где  $C_T$  - ёмкостный показатель, характеризующий прирост объёма жидкости в бурильных трубах при притоке на единицу изменения давления в них (ёмкость труб),

$$C_T = \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{F_T h}{\gamma_n h} = \frac{\pi r_T^2}{\gamma_n}, \quad (11)$$

где  $F_T$  - площадь сечения внутренней полости бурильных труб;  $r_T$  - радиус внутренней полости труб;  $\gamma_n$  - удельный вес поступившего флюида;  $\lambda$  - коэффициента формы штуцера

Все вышеприведенные рассуждения касаются определения связи между забойным давлением и дебитом в открытом периоде испытания. В закрытом периоде испытания зависимость  $\Delta P = f(q)$  можно установить следующим образом. После закрытия скважины в подпакерную зону поступает пластовый флюид за счёт находящейся в ней жидкости, объём которой равен  $V = \pi r_c^2 H$ , где  $H$  - расстояние от забоя скважины до места установки пакера.

Пользуясь известной зависимостью между давлением и объёмом слабосжимаемой жидкости -

$$\beta dP = -dV/V,$$

можно получить выражение для дебита в период восстановления давления, которое имеет вид

$$q(t) = V\beta dP(t)/dt \quad \text{или} \quad \Delta P(t) = \frac{1}{C_s} \int_0^t q(\tau) d\tau \quad (12)$$

где  $C_e = V \beta$  - ёмкостный показатель, характеризующий прирост объёма в заполненной скважине на единицу изменения в нём давления после остановки скважины.

Как видно, решить уравнения (8) при условиях (9)-(12) с применением известных аналитических приёмов затруднительно.

Ниже нами рассмотрены процессы перераспределения давления в пласте и на забое скважины на основе моделирования и на базе выводов, полученных в результате моделирования, построены эффективные решения описанных уравнений.

Ранее проф. Карнауховым М.Л. были разработаны программы расчёта кривых давления с применением методов численного моделирования. Однако при постановке и программной реализации задач фильтрации не рассматривались задачи, когда в околоскважинном пространстве сформирована глубокая трещина высокой проводимости (вследствие ее заполнения пропантом). Ниже рассмотрены новые задачи. Которые позволяют выявить законы фильтрации и описать процессы восстановления давления в скважине для случаев работы скважин после их гидроразрыва.

Сначала исследовались перераспределения давлений в пласте при стационарных процессах, когда в уравнении (8) правая часть равна нулю.

Процессы фильтрации жидкости в пласте к скважине с ГРП исследовались на основе численного моделирования процессов фильтрации. Для примера здесь приведены результаты, полученные при различном соотношении длины трещины  $L$  к контуру питания  $R_k$ :  $L/R_k = 0.05, 0.10, 0.15, 0.25, 0.50, 0.75$ . Трещина принималась вертикальной, распространённой на всю толщину однородного пласта. В данных примерах проницаемость пропанта в трещине принята намного большей проницаемости пласта, то есть сопротивление движению жидкости по трещине принято равным нулю.

На рис. 2 приведены результаты моделирования для случаев: а)  $L/R_k = 0$ , б)  $L/R_k = 0.1$ , в)  $L/R_k = 0.5$ . Показаны характеристики распределения давления

в пласте при различных условиях фильтрации. Для стандартных условий

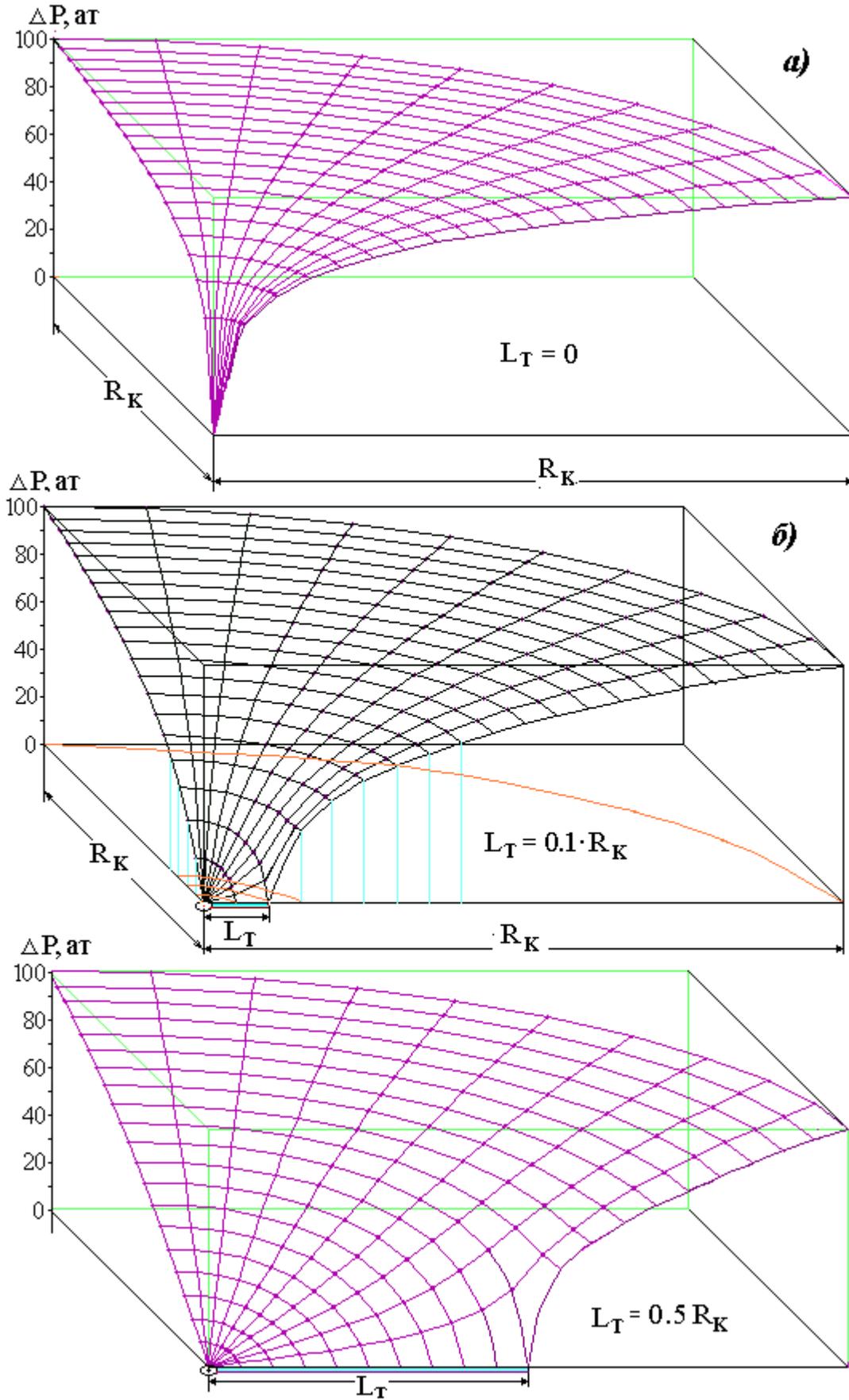


Рис. 2 Распределение давления в пласте при  $L/R_K = 0$  (а), 0.1 (б), 0.5 (в)

фильтрации, когда в пласте нет трещины, а поток радиальный все полученные значения давлений в пласте соответствуют давлениям, получаемым по известному закону Дюпюи. Распределение давлений в пласте для  $L/R_k = 0.1$  имеет уже существенное отличие - особенно в призабойной зоне пласта, а для  $L/R_k = 0.5$  существенные изменения происходят и в удаленной зоне.

В табл. 2 приведены данные об изменении дебита  $Q_{грп} / Q$  (где  $Q$  - дебит скважины без ГРП,  $Q_{грп}$  - дебит при наличие ГРП) скважины в зависимости от  $\alpha = L/R_k$ . Приведены также значения скин-эффекта  $S$ , которые рассчитаны при  $v = Q_{грп} / Q$  в соответствии с зависимостью

$$S = \ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right) \frac{1 - v}{v}. \quad (13)$$

Таблица 2.

Параметр	$\alpha = 0$	$\alpha = 0.05$	$\alpha = 0.10$	$\alpha = 0.15$	$\alpha = 0.25$	$\alpha = 0.50$	$\alpha = 0.75$
$Q_{грп} / Q$	1.00	1.06	2.19	3.77	7.40	21.1	44.9
$S$	0	- 0.5	- 4.4	- 5.8	- 6.74	-7.4	- 7.6

Видно, что длина трещины существенно влияет на показатели притока и величину соответствующего параметра скин-эффекта.

Полученные результаты могут быть применены при проектировании операций ГРП и выбора показателя скин-эффекта при моделировании процессов разработки.

**В четвертом разделе** приведена методика интерпретации диаграмм давления, полученных на основе фиксирования восстановления уровня жидкости в скважине, подверженной ГРП. Решалась задача в первоначальной постановке (2) – (5). На рис. 3 приведены две кривые восстановления уровнч жидкости в скважине: а. – КВУ, записанная до проведения ГРП; б. – КВУ, записанная после проведения ГРП.

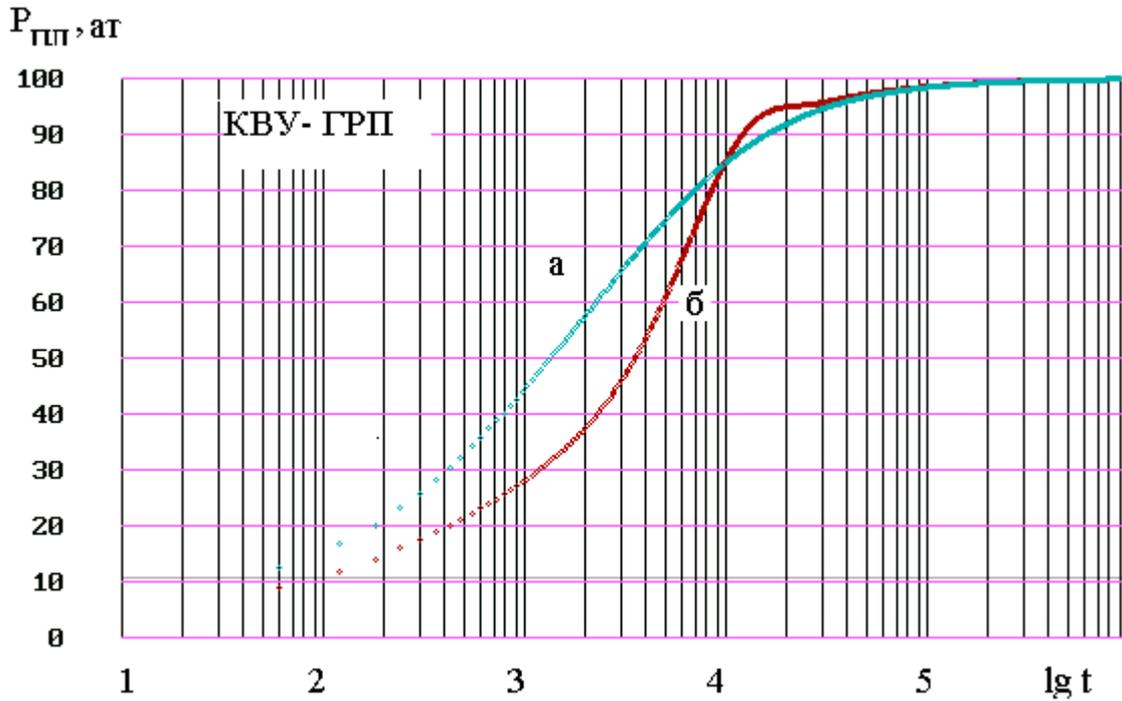


Рис. 3 Кривые восстановления уровня, записанные: а) – до ГРП, б) – после ГРП.

Как видно, КВУ, записанная до ГРП, имеет обычный вид, где давление в скважине монотонно возрастает, приближаясь при времени записи в течение двух-трех суток к уровню, равному пластовому давлению. Кривая б), соответствующая случаю, когда в призабойной зоне сформировалась глубокая вертикальная трещина высокой проводимости, имеет заметно отличающийся вид. Здесь обнаруживается излом на кривой восстановления уровня. Появление излома на КВУ свидетельствует о том, что процессы фильтрации жидкости в зоне нахождения трещины отличаются от обычных процессов радиальной фильтрации. По форме «зигзага» на КВУ и времени выхода на конечный участок КВУ можно рассчитать длину трещины и степень увеличения проводимости трещины. Отмеченная особенность КВУ, записанных после проведения ГРП, позволяет выполнить более содержательный анализ результатов ГДИ, получить новую информацию о пласте и продуктивных характеристиках скважины. Разработана методика интерпретации таких кривых давления, которая опробована в ОАО «ТНК-Самотлорнефтегаз» и принята на вооружение.

**В пятом разделе** разработана система оперативного изучения и анализа выработки запасов на участках месторождения, где планируются ГРП.

Система связана с построением карт динамики разработки. Эти карты представляют собой графики дебитов жидкости в добывающих и приемистости нагнетательных скважинах во времени за весь период эксплуатации (рис. 4 – один из участков месторождения), с нанесением данных о динамических и статических уровнях-(1), забойных и пластовых давлениях-(2), способах эксплуатации, основных проведенных ГТМ-(3), минерализации пластовой воды.

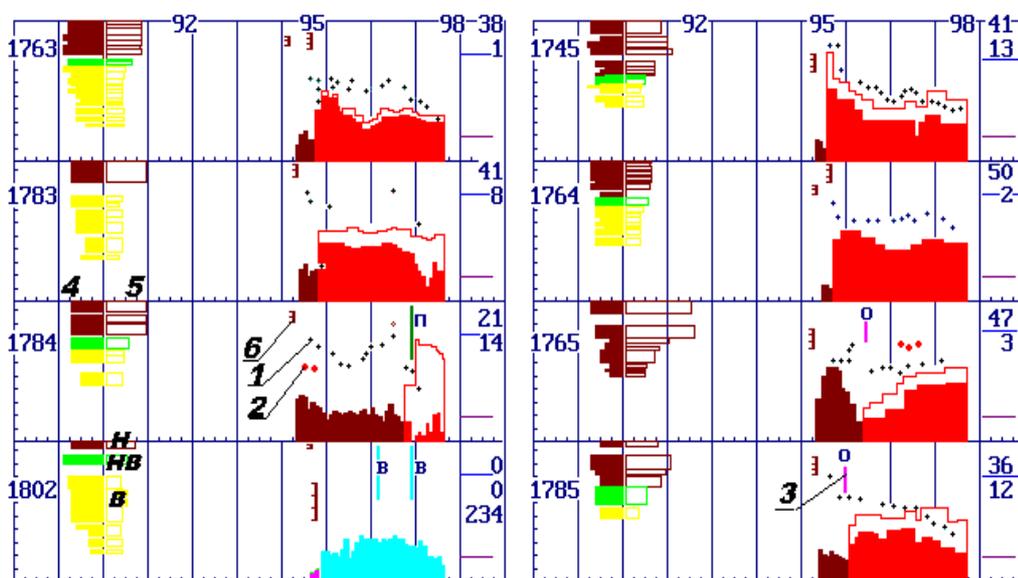


Рис. 4 Фрагмент карты динамики работы скважины

На графиках представлены также разрезы скважин в виде характеристик  $\alpha_{ПС}$ -(4) и электрического сопротивления  $\rho_n$  - (5), с выделением нефтенасыщенных, водонасыщенных и переходных зон; отмечены интервалы перфорации - (6). Такой способ представления промысловой информации позволяет наглядно оценить историю жизни скважин и целых блоков месторождения, взаимовлияние скважин друг с другом.

Рассмотренные на рис. 5 скважины работают в водонефтяной зоне с резкоизменяющимися свойствами коллектора. Можно увидеть, например, что ряд скважин работают со стабильным процентом обводненности (скв. 1783, 1745, 1785). Стабильная обводненность связана с перетоками, а не с прорывами нагнетаемой воды, причем процент воды прямо определяется расстоянием до водонасыщенных пластов. При пуске под закачку скв. № 1802 - в скв. № 1784

начал повышаться динамический уровень, что говорит о хорошей гидродинамической связи в северо-восточном направлении. После повышения уровня практически до устья, скважина переведена на ЭЦН, что привело к созданию депрессии до 10 МПа, нарушению цементного камня и появлению перетока. Скважина стала работать с обводненностью 85 %. Этот фрагмент показывает, как по динамике работы скважин можно судить о направлении потоков и взаимовлиянии скважин, об изменении давления на забоях и ее причине, о характере обводнения скважин и стабильности процента воды.

На базе такого системного анализа работы всего опытного участка месторождения удалось выявить направления потоков, формирования застойных зон, определить характер изменения пластового давления, участки прорывов воды, эффективность мероприятий по интенсификации скважин, и в целом – выявить активные участки разработки. И главное – имеется возможность сопоставить геологические построения схем песчаных тел с реальными промысловыми данными. Во многих случаях данные промысловых замеров явились основанием для корректировки геологических структур.

Обоснована методика выбора скважин для ГРП. Интенсификация скважин с применением ГРП стало главным методом воздействия на пласт, направленным на повышение продуктивности скважин.

Основным фактором, определяющим скважину как кандидата под ГРП, является загрязненность ПЗП, вызванного действием промывочной жидкости при бурении, закупоркой пор пород во время эксплуатации, глушением при подземных и капитальных ремонтах.

Другой фактор - это эксплуатация скважин при пониженных пластовых давлениях. Часто основанием для выполнения ГРП в малодобитной скважине является пример работы соседней (или нескольких соседних высокопродуктивных скважин).

При изучении результатов проведенных операций по ГРП обнаружен такой феномен, как существенное изменение режимов работы соседних скважин, расположенных в 300 - 500 м от скважины с ГРП. При хорошей гидродинамической связи между скважинами происходит снижение дебитов высокопродуктивных соседних скважинах. Объяснением этому может быть то обстоятельство, что при работе нескольких продуктивных скважин на одном

участке, нагнетательные скважины не успевают создавать необходимый энергетический режим для всех скважин и происходит перераспределение основных потоков в сторону скважины с ГРП, так как в ней за счет исключения перепадов давления в ПЗП (наличие проводящего канала - трещины с пропантом) режим работы становится более благоприятным и она может работать даже в условиях снижения пластового давления.

Одним из примеров, иллюстрирующим сказанное, является один из участков работы пласта БС-11 Муравленковского месторождения, в скважинах которого проведен ряд ГРП. Пласт в этом районе залежи имел высокую проницаемость, монолитен. Скважины гидродинамически связаны между собой и “реагируют” на всякие резкие изменения в режиме работы друг друга, изменяя собственный режим. В стягивающем ряду трехрядной (с уплотняющими скважинами) системы разработки скв. 557 и 558 работали относительно стабильно с дебитом 50-60 т/сут - одна около 7 лет, другая - 5 лет. Желая усилить отборы на данном участке были выполнены ГРП в малопродуктивных уплотняющих скважинах 8336 и 8337. Как видно, эти скважины стали работать с весьма высокими дебитами, превосходящими даже дебиты соседних 557 и 558 скважин. Однако в течение последующих (после ГРП) месяцев показали, что скважины № 557 и № 558 быстро снизили свои дебиты и затем первая оказалась в бездействии, а вторая перешла в категорию низкодебитной. В целом же произошло то, что просто сменили скважины, которые осуществляют основные отборы нефти на выделенном участке и существенного увеличения темпов выработки последнего не произошло.

В результате моделирования и системного изучения результатов ГРП разработаны следующие критерии выбора скважин для таких операций.

1. Максимальный дебит скважины по нефти должен быть не менее 15 т/сут при текущем (или остановочном) дебите не менее 8 т/сут. При максимальном и текущем (остановочном) дебите 10-15 т/сут скважина также является претендентом на ГРП.

2. Состояние и динамика энергетического уровня на участке расположения скважины, планируемой к ГРП, должно соответствовать следующим требованиям: в течение последнего года работы данной скважины, а также ближайшего ее окружения падение динамических уровней не должно

превышать 200 м при их значениях не ниже 900 м; пластовое давление при этом не должно быть ниже 85-90 % первоначального.

3. Эффективная толщина должна быть не менее 4 м.

4. Выработанность запасов по участку блока (элементу разработки) должны быть не более 50 %.

5. Толщина экрана, отделяющего продуктивный пласт от водонасыщенного или нефтewодонасыщенного, должны быть не менее 6 м.

6. Расстояние до ФНВ (фронта вытеснения нефти) не должно превышать 250 м. Расстояние вычисляется по формуле -  $R=L - L_1$ , где  $R$  - расстояние до ФНВ от добывающей скважины, на которой планируется ГРП,  $L$  - расстояние до нагнетательной скважины,

$$L_1 = \sqrt{Q_{зак} / (\pi h_{ср.перф} m)}, \quad (14)$$

где  $Q_{зак}$  - суммарная закачка;  $h_{ср.перф}$  - средняя перфорированная толщина пласта на участке влияния нагнетательной скважины;  $m$  - пористость.

7. Текущая и накопленная обводненность по предлагаемой скважине не должна превышать 10 - 15 %.

8. Продолжительность простоя не более 1 года.

При несоответствии скважины одному из вышеприведенных критериев оценка возможности проведения ГРП делается на основе моделирования участка пласта, на котором находится скважина-кандидат.

Намечаемые для проведения ГРП скважины подвергаются тщательному анализу в соответствии с приведенными критериями. При явном несоответствии этим критериям (не совпадают условия по большинству критериям) скважины отклоняются как бесперспективные. Если несоответствует один или два критерия намечаются дополнительные промысловые исследования с последующим проведением специальных расчетов на основе моделирования.

Такой подход позволяет повысить качество выполнения операций с ГРП в условиях, когда скважин, полностью удовлетворяющих указанным критериям, практически не осталось.

### **Основные выводы и рекомендации**

1. Системный анализ методов принятия решений при планировании операций с ГРП показал, что на современном этапе массового применения ГРП нет четких определений, в каких случаях следует делать мини-, обычных, массивированных и других ГРП для интенсификации скважин и повышения нефтеотдачи пластов и поэтому сформулирована задача о необходимости создания методологии выбора оптимальных программ планирования ГТМ.

2. Разработаны гидродинамические модели изучения процессов фильтрации жидкости в скважинах с созданными глубокими высокопроницаемыми трещинами.

3. На основе моделирования решены задачи о характере распределений давлений в пласте после проведения ГРП. В результате получены новые зависимости о соответствии скин-эффекта и параметров создаваемых трещин.

4. Разработана новая методика определения параметров пласта по данным КВУ, записанных в скважинах, подвергнутых воздействию ГРП. Эта методика позволяет определить глубину трещины и ее гидропроводность.

5. Разработаны критерии оптимального планирования ГРП с выбором перспективных скважин для гидроразрыва.

6. На основе выполненных исследований в ОАО «ТНК-Нижневартовск» опробованы методики подбора скважин для ГРП и расчета параметров пласта по данным КВУ. Принято решение о подготовке на основе выполненных исследований специального регламента по выполнению работ с ГРП.

#### ***Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:***

1. Карнаухов М.Л., Казанцев П.Ю., Пьянкова Е.М. МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНЕ ПРИ НАЛИЧИЕ ТРЕЩИНЫ, ПОЛУЧЕННОЙ ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА, 2003, Тюмень

2. Казанцев П.Ю. О ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ ПО ГИДРОРАЗРЫВУ ПЛАСТОВ В ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТАХ, 2003, Тюмень

3. Гапонова Л.М., Казанцев П.Ю., Шилов А.В. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП, 2003, Тюмень

4. Гапонова Л.М., Шихов С.В., Казанцев П.Ю., Карнаухова У.М МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ, 2003, Тюмень

5. Карнаухов М. Л., Медведев Е. А., Казанцев П. Ю. ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПОЛЯ ДАВЛЕНИЙ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, 2003, Тюмень

6. П.Ю.Казанцев, А.В. Другов ПРОЦЕСС НАКОПЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНАХ СЛОЖНОГО ПРОФИЛЯ ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ, г.Томск, 2003.

7. М.Л. Карнаухов, Е.М.Пьянкова, Сидоров А.Г., Казанцев П.Ю. Определение скин-эффекта по данным замера восстановления уровня, Материалы научно-технической конференции ОАО «ТНК» ЗАО ТННЦ (г. Тюмень, 14 февраля 2003 г.). Изд. Наука-сервис,. г. Екатеринбург, 2003 г. с. 84-88.

Соискатель

Казанцев П.Ю.

ЛР № 020520 от 23.04.92

Подписано к печати «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2004 г.

Тираж 100

Объем 1.0 п.л.

Заказ № \_\_\_\_