

Министерство образования и науки РФ  
Государственное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»

Ягафаров А.К., Клещенко И.И, Зозуля Г.П. Овчинников В.П.

## **ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ**

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 «Нефтегазовое дело», по представлению Учёного совета ГОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»

Рецензенты: Федорцов В.К., доктор геолого – минералогических наук, профессор кафедры нефтегазопромысловой геологии ТюмГНГУ, академик РАЕН.

Рогачёв М.К., доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт – Петербургского Горного Университета им. В.Г. Плеханова.

Издательско-полиграфический центр «Экспресс»  
Тюмень  
2011

УДК 622.323  
ББК 33.361-1

Ягафаров А.К., Клещенко И.И., Зозуля Г.П. Овчинников В.П.

Геофизический и гидродинамический контроль методов воздействия на залежи и технического состояния скважин при капитальном ремонте. – Тюмень, ТюмГНГУ. – 234 с.

В учебном пособии показана необходимость проведения промыслово – геофизического контроля (ПГК) за процессом строительства, эксплуатации скважин и разработки месторождений. Наряду с геофизическими исследованиями разреза скважин (ГИС) в открытом стволе, приведены основные методы геофизического и гидродинамического контроля за изменением технологических параметров в процессе проведения ГТМ при строительстве, эксплуатации и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, а также дано обоснование применения различных ГТМ для повышения нефтеотдачи пластов.

На примере нефтяных месторождений, по результатам гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, показан механизм воздействия технологий по выравниванию профилей приемистости (ВВП) в нагнетательных скважинах.

Подробно рассмотрены методы ГИС-контроля технического состояния скважин и пути его улучшения.

Учебное пособие предназначено для подготовки магистров, обучающихся по специальностям – «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» со специализацией «Ремонт и восстановление скважин».

Илл. 57, Табл. 17, библиограф. – 18 назв.

Рецензенты: Федорцов В.К., доктор геолого – минералогических наук, профессор кафедры нефтегазопромысловой геологии ТюмГНГУ, академик РАЕН.,

Рогачев М.К., доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт – Петербургского Горного Университета им. В.Г. Плеханова.

## **ВВЕДЕНИЕ**

С началом искусственного заводнения нефтенасыщенных пластов появилась необходимость промыслово – геофизического контроля (ПГК) за процессом разработки месторождений. Наряду с геофизическими исследованиями разреза скважин (ГИС) в открытом стволе, по результатам которых получали первичные данные для составления технологических схем разработки, назрела необходимость контроля за подсчётными параметрами в процессе выработки запасов.

Значительный вклад в развитие методов контроля за разработкой месторождений углеводородов внесли отечественные учёные. К ним можно отнести Абрикина А.П., Буевича А.С., Дахнова В.Н, Дворкина Л.И., Жувагина И.Г., Ипатова А.И., Кременецкого М.И., Непримерва Н.Н., Орлинского Б.М., Фахреева И.А. и др.

Широкое распространение среди методов контроля, на начальной стадии, получили ядерные методы, в частности радиометрический контроль за гипсометрическим положением ВНК, импульсный нейтронный каротаж и закачки в пласт активных жидкостей.

Дальнейшее развитие при ГИС – контроле получили промыслово – геофизические исследования (ПГИ) при планировании и проведении геолого – технических мероприятий (ГТМ) на эксплуатационном фонде скважин, волновые акустические методы, тепловые методы (термометрия).

В настоящее время методы ГИС – контроля комплексуются с гидродинамическими методами исследований скважин (ГДИС), что значительно повысило эффективность проводимых исследований. Сущность ГДИС заключается в использовании стационарных и нестационарных процессов, возникающих при эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин. В принципе, ГДИС имеют много общего в технологическом отношении с ПГИ. Поэтому многие учёные предлагают объединить их под названием «гидродинамико – геофизические исследования» (ГГИ).

В тоже время, в данной области развивается направление по контролю за техническим состоянием обсаженного ствола скважины (профилеметрия, дефектоскопия, цементометрия и др.); промысловых технических измерений (замер дебитов, устьевых и забойных давлений, динамических и статических уровней, отбора и анализа проб флюидов и т.д.); гидропрослушивание методом трассирования; вертикального сейсмопро-

филирования (ВСП). Все они объединяются в группу промыслового контроля (ПК).

В учебном пособии дано научное обоснование применения методов воздействия на прискважинную зону пластов (ПЗП) и эффективных технологий в области строительства, эксплуатации скважин и увеличения нефтеотдачи пластов.

Приведены фактические промысловые исследования и технологические результаты геолого – технических мероприятий на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Основное внимание в учебном пособии уделено геофизическим и гидродинамическим методам контроля при проведении геолого – технических мероприятий на месторождениях и технического состояния скважин при их строительстве, эксплуатации и разработке месторождений.

# **1 МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВО– ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ**

Нефтегазовая залежь представляет собой сложную динамическую гетерогенную систему с присущими только ей специфическими свойствами. В геологии, и в нефтепромысловом деле в частности, подход к решению проблем системы предполагает учет всех разнообразных вещественно-энергетических факторов, вызывающих разнообразные изменения состояния элементов в непрекращающейся динамике самой системы.

Общим для всей системы (залежи) является ее замкнутость, в которую входят – история геологического развития региона, разведочное и эксплуатационное бурение, разработка. Именно в этой стадийности жизни залежи и отражаются функциональные (движение, процессы, характерные как для элементов, так и системы в целом) зависимости всех происходящих процессов, трансформации энергии и вещества от состояния других структур системы.

В практической деятельности для исследования сложных систем используется метод диакоптики, предполагающий изучение всей системы по частям [1]. Поэтому, в соответствии с утверждённой учебной Программой «Геолог – геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа», возникает необходимость понимания данной проблемы. В учебном пособии рассматриваются процессы, происходящие в продуктивных пластах при строительстве скважин, интенсификации притоков углеводородов, повышении нефтеотдачи пластов и вопросы контроля за техническим состоянием скважин.

## **1.1 Задачи методов и технологий промыслово – геофизического контроля**

В настоящее время практическое использование методов скважинной геофизики в процессе освоения скважин, контроля их эксплуатации, капитального ремонта, интенсификации добычи получило приоритет в мире на большинстве средних и крупных нефтегазовых месторождений. В России создана широкая сеть региональных и ведомственных сервисных промысловых и геофизических предприятий, активно использующих средства промыслово – геофизического контроля. За рубежом дости-

жения геофизических служб, профилизирующихся в решении задач «каротажа продуктивности» (Production Logging) и гидродинамических испытаний пластов (Well Testing), получили заслуженное признание у всех известных нефтегазодобывающих компаний [2,3].

Ведущие западные сервисные компании (Schlumberger, Halliburton и пр.) в настоящее время активно работают в России и в странах СНГ на правах субподряда у ведущих недропользователей. Другие же нефтегазодобывающие компании РФ широко практикуют для внутреннего использования закупку и применение передовых технологических, технических и программных средств ПГК. Многие российские сервисные компании также активно развивались последнее время, смогли перешагнуть региональный статус, обросли собственным производством измерительной аппаратуры и скважинного оборудования (Тверьгеофизика, РГК-Нижневартковскнефтегеофизика, Ноябрьскнефтегеофизика, Геофизика, Тюменьпромгеофизика, Татнефтегеофизика, Газпромгеофизика, СИАМ, ИМС-Петросервис, ВНИИГИС, др.).

Выбор того или иного комплекса исследований при ПГК определяется как стоящей геолого-промысловой задачей, так и типично эксплуатационными причинами: конструкцией и состоянием скважины, режимами работы пластов и скважины, характером заполняющей ствол среды, динамикой потока. В эксплуатационных скважинах наиболее широко распространено использование ядерных (радиометрических), термических и гидродинамических методов и способов измерений. Параллельно могут контролироваться устьевые параметры: температура, давление, фазовые расходы, состав продукции.

На рисунке 1.1 представлена схема, на которой приводится структура ПГК как составляющая направлений промыслово-геофизических и собственно промысловых исследований [2, 3].

Основными задачами ГИС-контроля в обсаженных скважинах традиционно считают: контроль процесса вытеснения углеводородов водой (с выходом на количественное определение текущего насыщения пластов), а также контроль параметров состава, профиля притока и технического состояния ствола скважины. Однако, в связи активным развитием в последние годы прогрессивных технологий цифрового геомоделирования, массовую оценку текущего нефтегазонасыщения объектов разработки стало возможным проводить на моделях, минимизируя прямые ге-

офизические исследования в скважинах. Одновременно акцент в проведении системных исследований на месторождениях сместился в сторону гидродинамических методов (ГДИС), результаты которых необходимы для настройки

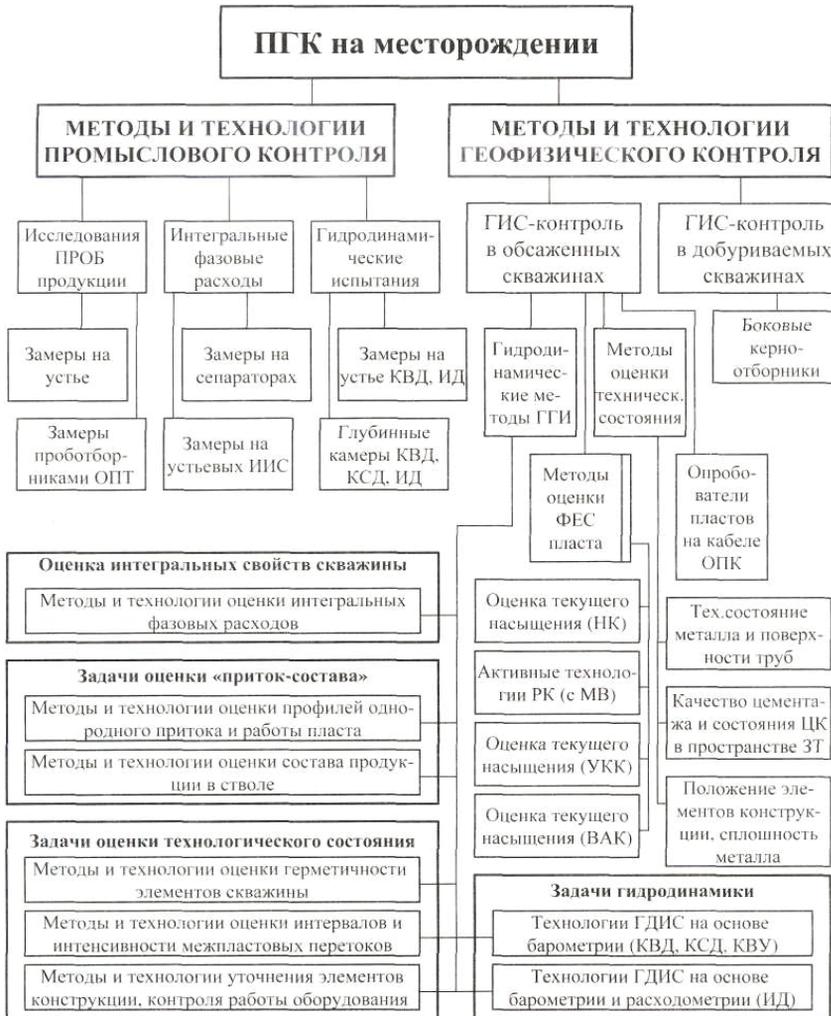


Рисунок 1.1 – Классификация методов промышленно-геофизического контроля за разработкой месторождений

самих фильтрационных моделей. Информационное обеспечение на базе системных ГДИС-ПГИ процессов геомоделирования и проектирования разработки позволяет в конечном счете повысить нефте(газо)отдачу на месторождениях.

Конечной целью ПГК является получение информации о состоянии продуктивности пластов для выбора оптимальной системы разработки залежи, обеспечивающей максимальное извлечение из недр нефти и газа, наблюдение за добывающей скважиной с целью определения характера изменения параметров продуктивности и насыщения пластов,

Возможности стационарных геофизических исследований для решения этой задачи считаются ограниченными, но могут быть расширены за счет привлечения результатов газо(гидро)динамических наблюдений и благодаря информативности ряда технологий с искусственным воздействием на пласт (путем закачки в него «меченого» вещества МВ) – так называемые «специальные» исследования «каротаж-воздействие-каротаж».

В последние годы появилось много оригинальных и перспективных разработок в области создания измерительной аппаратуры, метрологического обеспечения геофизических исследований, способов измерений и методики извлечения геолого-промысловой информации. Возможности промысловой геофизики расширились вследствие широкого применения компьютерных технологий обработки получаемых материалов.

Основные задачи ГИС-контроля в обсаженных скважинах разделяют на группы.

I. **Технические задачи** (обусловлены текущей конструкцией скважины):

- 1) контроль перфорации, оценка совершенства вскрытия;
- 2) уточнение глубины подвески НКТ, положения других элементов конструкции скважины или подземного оборудования;
- 2) определение интервалов негерметичности обсадных колонн и НКТ;
- 3) изучение текущего состояния колонн (смятий, коррозии);
- 4) оценка текущего состояния цементного камня, его плотности и характера распределения за колонной, оценка герметичности искусственного забоя, выявление зон гидрато- и солеобразований.

II. **Технологические задачи** (обусловлены условиями измерений):

- 1) изучение термобарических условий в скважине;
- 2) изучение фазового состояния флюида в стволе скважины;

- 3) наблюдение за текущими уровнями жидкости в стволе скважины (в НКТ и в межколонном пространстве);
- 4) выявление перетоков между продуктивными пластами по стволу скважины и по заколонному пространству;
- 5) оценка их интенсивности, выявление причин заводнения и интервалов поступления воды в ствол действующей скважины;
- 6) определение суммарных фазовых дебитов продукции скважины, оценка ее фазовой продуктивности;
- 7) выявление техногенных залежей газа и мест его утечек в скважине.

III. **Геолого-промысловые задачи** (обусловлены работой продуктивного пласта):

- 1) оценка характера насыщения пластов-коллекторов, коэффициентов текущей газо- и нефтенасыщенности;
- 2) уточнение интервалов дренирования, охвата выработкой и заводнением, работой, оценка профилей притока и приемистости;
- 3) определение дифференциальных (попластовых) фазовых дебитов;
- 4) определение фильтрационных характеристик продуктивного пласта, оценка пластовых давлений и температур.

В зависимости от вида решаемых задач и от типа наблюдаемого объекта (пласт или скважина) результативность геофизических исследований может существенно меняться. Повышение эффективности ГИС-контроля, как правило, связывают с усложнением технологии измерений и обработки данных.

Современная концепция развития измерительных средств промысловых и геофизических методов исследований продуктивных скважин включает оптимизацию их комбинации за счет выделения групп методов, наиболее полно характеризующих конкретные процессы в работе скважин и пластов.

Специфика же ГИС-контроля сводится к следующему:

- широкий и разнообразный диапазон исследуемых объектов;
- большое число решаемых задач и большое количество используемых методов с применением самых различных физических принципов;
- динамичность поведения исследуемых объектов (скважина и пласт могут менять свое состояние не только в течение проведения комплекса ГИС, но и в процессе одиночного геофизического исследования);

- широкий диапазон возможностей по управлению состоянием скважины в процессе проведения ГИС, выбору оптимального способа измерений и интерпретации;
- разнообразие решаемых задач, методов, методик, технологий проведения геофизических исследований и интерпретации получаемых материалов;
- перемещение удельного веса в системе с технических средств на методико-технологические средства (методики проведения скважинных измерений, способы интерпретации результатов, алгоритмы автоматизированной интерпретации);
- глубокая взаимосвязь технологии и методики проведения исследований и способа интерпретации результатов от условий измерений в скважине в процессе проведения измерений;
- сложность унификации и стандартизации процедур интерпретации, и, как следствие этого, многовариантность обработки, большой удельный вес интерактивных методов интерпретации;
- большое количество разнообразной входной и выходной информации, и как следствие, – сложная и разветвленная структура баз данных для их хранения.

## **1.2 Задачи промыслового контроля**

Планирование промысловых мероприятий проводится на основе анализа разработки и увязывается с информативностью других методов контроля разработки месторождения (в том числе и с методами ГИС-контроля). Основными показателями при анализе разработки является динамика изменения: фонда скважин, дебитов нефти, газа и воды, закачки воды (газа), пластового и забойного давления, газового фактора, контуров нефте- и газоносности, данных о проведенных ГТМ. Накопление данной информации осуществляется путем регулярного снятия показаний различных устьевых датчиков (фазовых расходов в сепараторных установках, буферного и затрубного давлений, уровней эхолокации и пр.).

Оперативные способы оценки пластового давления включают: прямые замеры глубинными датчиками (включая технологии ГДИС); контроль текущих статических уровней жидкости в простаивающих эксплуатационных скважинах или в скважинах-пьезометрах; расчеты забойного

и пластового давлений через устьевые. Достоверность последнего способа на практике может быть невысокой и требует сопоставления с данными прямых замеров.

В соответствии с задачами промыслового контроля результаты технологических измерений (ТИ) документируются в виде карт: текущего состояния разработки; текущих или накопленных отборов, текущих или накопленных объемов закачек; изобар (на фиксированный интервал времени, обычно – раз в квартал); обводнения (на дату); текущих газовых факторов. Все указанные карты (за исключением карт изобар) строятся на основе структурных геологических карт с указанием начальных или текущих контуров нефтегазоносности.

При анализе разработки за длительный период по данным промыслового мониторинга составляются также графики разработки (по всему месторождению и его блокам). Графики разработки дают представление об изменениях во времени всех перечисленных выше параметров. Кроме того, могут быть задокументированы кривые, характеризующие некоторые соотношения (например: динамику текущей добычи в зависимости от текущего коэффициента нефтеотдачи или коэффициента извлечения нефти; динамику накопленной добычи нефти или газа в отношении к начальным извлекаемым или балансовым запасам; динамику пластового давления в зависимости от текущей компенсации отбора жидкости закачкой воды в пласт; динамику обводненности продукции в зависимости от текущего коэффициента нефте- и газоотдачи и т.п.), позволяющие оценивать эффективность разработки (темп разработки, эффективность мер по поддержанию энергии пласта).

Основными критериями эффективности разработки залежи являются следующие показатели промыслового контроля (ПК): темп отбора нефти (газа), нефтегазоотдача пласта. Если запасы вырабатываются медленно или неравномерно, то это обычно может быть связано с одной из следующих причин: ярко выраженной геологической неоднородностью пласта по вертикали или по площади; низкими темпами отбора жидкости (преимущественно в ухудшенных зонах коллектора); опережающим обводнением в части залежи или по наиболее проницаемым прослоям пласта [2,3].

Результаты анализа данных ПК позволяют наметить необходимые для улучшения системы разработки мероприятия по: увеличению охвата пластов воздействием (путем ввода новых нагнетательных скважин, коррек-

тировки нагнетательных рядов и увеличения удельных объемов закачки); увеличению добывающих мощностей (за счет бурения новых скважин, забуривания боковых стволов, строительства высокопроизводительных горизонтальных скважин); интенсификации отборов из быстро обводняющихся скважин; увеличению производительности отдельных скважин (проведение экономически обоснованных мероприятий по улучшению и очистке призабойных зон скважин с ярко выраженным скин-фактором, проведению ГРП, выполнению капитального ремонта в отдельных скважинах, замене малопроизводительного насосного оборудования и пр.).

### **1.3 Задачи промыслово-геофизических исследований при контроле разработки**

Эффективность промыслового анализа резко повышается, если промысловый мониторинг комбинировать с мероприятиями по геомониторингу. По промыслово-геофизическим данным оцениваются: текущие положения контактов; охват пласта работой или другими процессами выработки; текущие параметры ФЕС и пр. Поэтому на практике регулярные скважинные измерения чисто промысловыми (наземными) средствами дополняют системой периодических глубинных исследований с помощью методов ГИС-контроля (охватывающих в первую очередь комплексы гидродинамических (ГДИС) и промыслово-геофизических (ПГИ) измерений в фонде обсаженных скважин). Таким образом, фактически на нефтяных и газовых месторождениях организуют систему не промыслового, а промыслово-геофизического контроля разработки месторождений.

Исследования по ГИС-контролю характеризуются методами и технологиями, крайне разнообразными по физическим основам, решаемым задачам и применяемому аппаратурно-методическому обеспечению.

Основные измерения методами ПГИ в обсаженных скважинах используются для решения следующих задач:

- уточнения границ нефте- и газонасыщенных толщин, определения работающих эффективных толщин, охвата работой пласта, профиля притока (приемистости);
- оценки текущей нефтегазонасыщенности, контроля за расформированием зоны проникновения и динамикой обводнения пластов (отдельно пластовыми и закачиваемыми водами), контроля

за характером вытеснения; определения источников обводнения пластов (с учетом влияния межпластовых перетоков), уточнения ФЕС пластов, оценки технического состояния скважин.

Для получения параметров текущей насыщенности используются методы ПГИ: временные измерения СНК, ИНК (включая технологии с закачкой МВ), МНА, ГИНР. ГК (по радиогеохимическому эффекту), ВАК, электромагнитные методы (для обсаженных стеклопластиковыми колоннами скважин), электрометрия через обсаженную колонну (типа «CHFR»), глубинные опробователи на кабеле (типа «MDT-CHDT»).

Для определения работающих и дренируемых толщин, коэффициентов охвата пластов процессами выработки, обводнением, оценки профиля и состава притока (включая диагностику водопритоков), суммарных и дифференциальных фазовых дебитов, удельных фазовых продуктивностей используются результаты: расходомерии (РМ); термометрии ТМ; барометрии БМ; оценки состава продукции РИ-ТА-ВЛ-ПЛ; термокондуктивной индикации ТИ притока; акустической и электромагнитной шумомерии ШИ-ШС (спектральной).

Основные параметры, характеризующие техническое состояние эксплуатационных скважин включают: интервалы негерметичностей колонн, герметичность искусственного забоя; наличие и качество цементного камня в затрубье; интервалы заколонных перетоков, направление и состав межпластовых перетоков; места образования сальников и гидратных пробок; эффективные внутренние диаметры колонн; толщину стенок обсадных труб (включая зоны, подверженные коррозией); интервалы перфорации и работающей перфорации; положение других элементов конструкции (пакера, пусковых муфт, циркуляционных клапанов, башмака НКТ, хвостовика и т.п.). Для оценки указанных параметров применяются методы: оценки «приток-состава»; ВАК, САТ; гамма-гамма и акустическая цементометрия (ГГЦ-АКЦ); гамма-гамма и электромагнитные методы дефектоскопии (ГГДТ-ЭМД); микрокавернометрия (профилеметрия МК); локация муфт (ЛМ); и др. Дополнительно возможно применение активных технологий, связанных с закачкой в пласты МВ (включая радиоактивные изотопы ИР) и контроль их методами термометрии ТМ, резистивиметрии РИ, ИННК, ГК, и др.

Контроль за состоянием технологического оборудования (срабатывание пусковых муфт при компрессировании, определение критических

условий для выноса жидкости с забоя потоком газа, определение динамических уровней раздела фаз в скважине и др.) с целью оптимизации работы технологического оборудования (выбор штуцера для фонтанных скважин, обоснование оптимальной производительности и глубины спуска насосов, т.п.). Контроль эффективности выполняемых в скважинах технологических операций (по повышению нефте(газо)отдачи пластов проводится с помощью многорежимных замеров термометрии, методов оценки «приток-состава».

#### **1.4 Организация ПГИ скважин при контроле за разработкой месторождений**

Использование комплекса ПГИ совместно с технологиями ГДИС, в настоящее время, начинает активизироваться. Связано это с тем, что информацию ГИС-контроля начали активно привлекать для экспертизы и настройки цифровых гидродинамических моделей месторождений. Согласно же действующим в России регламентным документам, выполнение периодических ПГИ с фиксированным охватом опорных скважин по месторождению является неотъемлемым элементом системного контроля разработки, предусматриваемого проектной документацией по разработке.

Параллельно с комплексами ПГИ могут быть организованы технологические операции (работы в скважинах), также организуемые геофизическими службами. Среди наиболее распространенных видов работ на этапе ведения ГИС-контроля: прострелочно-взрывные работы по вторичному вскрытию; интенсификация притоков и ликвидация аварий; испытание пластов инструментами на трубах и на кабеле; отбор образцов пород и флюидов приборами на кабеле; вызов притока свабированием или другими способами; химические, акустические, тепловые и прочие воздействия на призабойную зону пластов; очистка забоев скважин; устранение гидратных и парафиновых пробок в стволе скважин; установка пакеров и разделительных мостов, установка забойных клапанов и пр. В этом случае роль методов ПГИ возрастает, т.к. предусматривает дополнительный контроль эффективности выполняемых операций ГТМ и КРС (особенно связанных с интенсификацией притоков и восстановлением производительности скважин).

## 1.5 Задачи гидродинамических исследований ГИС-контроля

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) объединяют комплекс технологий, предполагающий регистрацию в скважинах кривых изменения гидродинамических параметров. Параллельно в рамках выполнения промыслового контроля могут вестись так называемые «технологические измерения» (ТИ) (устьевых давлений и температур, суммарных фазовых дебитов, динамических уровней и т.п.).

С помощью обработки кривых ГДИС получают информацию непосредственно о системе «скважина-пласт»:

- значения фильтрационно-емкостных и динамических свойств коллектора (гидропроводности, проницаемости, продуктивности и пр.);
- данные о типах и местоположении различных неоднородностей и границ;
- параметры энергетического состояния системы «скважина-пласт» (пластового, забойного давления, депрессии, пр.);
- характеристики качества вскрытия пласта и состояния призабойной зоны скважин (скин-фактор, параметры трещины гидроразрыва и пр.).

Информация ГДИС может использоваться для решения следующих геолого-промысловых задач:

- уточнения геологического строения месторождения;
- оценки эффективности применяемой системы разработки;
- оценки энергетического состояния залежи;
- подбора оптимального режима и способа эксплуатации скважины;
- оценки качества вскрытия и состояния призабойной зоны скважин;
- контроля эффективности мероприятий воздействия на пласт.

Для интерпретации материалов ГДИС используются данные оперативного технологического контроля и отдельные результаты замеров ПГИ-ГИС, в том числе данные о:

- наличии гидродинамической связи пласта и ствола скважины;
- составе и свойствах пластового флюида, флюида продукции;
- текущих характеристиках технологического режима работы скважины (дебитах, обводненности и пр.), а также предыстории работы скважины до начала ГДИС;

- эффективных и работающих толщинах пластов, фактах гидродинамической сообщаемости разных пластов вследствие образования заколонных перетоков;
- текущем насыщении эффективных толщин пластов.

ГДИС подразделяются на базовые и экспресс исследования [2,3].

**Базовые ГДИС (БИ)** проводятся в опорных (специально отобранных) скважинах по апробированным программам либо согласно программе специальных исследований, что позволяет уверенно определять параметры как удаленной, так и ближней зон пласта. Дополнительной задачей базовых ГДИС является оценка параметров трещин ГРП, определение вертикальной анизотропии пласта и т.п. Указанная информация используется при совместном анализе результатов промысловых и геофизических исследований с целью оценки характера выработки залежи, а также при гидродинамическом моделировании разработки месторождения.

**Экспресс-исследования (ЭИ)** проводятся в более массовом порядке в скважинах эксплуатационного фонда по упрощенным технологиям с целью приближенной оценки фильтрационных параметров пласта и изучения динамики их изменения во времени. Тем не менее отдельные результаты экспресс-исследований могут иметь статус базовых (например, это касается забойных и пластовых давлений, продуктивностей для однопластовых залежей).

**Объекты базовых исследований** выбираются исходя из условия, что информация об исследуемом пласте (участке пласта) должна являться опорной для понимания геологического строения и оценки гидродинамического состояния залежи. Объекты исследований должны быть по возможности равномерно распределены по площади, удовлетворять требованиям РД 153-39.0-109-01 по охвату и этапности исследований [3].

В результате базовых исследований решают следующие задачи:

- уточнение геологического строения, размера резервуара (область дренирования), наличия границ, неоднородностей пласта;
- количественная (с высокой степенью достоверности) оценка фильтрационных параметров дальней зоны пласта (гидропроводности, подвижности, пьезопроводности, проницаемости и др.);
- количественное определение полного набора гидродинамических параметров (включая величину скин-фактора), характеризующих радиальную неоднородность и совершенство вскрытия пласта (включая параметры трещины ГРП);

- оценка достоверности гидродинамических параметров пласта, получаемых при массовой обработке данных экспресс исследований и ТИ.

Базовые исследования в первую очередь нацелены на изучение начального (не нарушенного эксплуатацией) состояния пласта и определения фильтрационных свойств наполняющего его флюида. Поэтому в качестве объектов для базовых исследований обязательно используются разведочные скважины, которые должны исследоваться как непосредственно после бурения (в открытом стволе), так и в процессе освоения (в обсаженной скважине).

Другой задачей базовых исследований является получение информации о текущих гидродинамических параметрах пласта. Поэтому они должны проводиться в части скважин эксплуатационного фонда. Охват базовыми исследованиями всего фонда эксплуатационных скважин может варьировать от 10-20% (добывающий фонд) и до 30-50% (нагнетательный фонд), сеть пьезометрических скважин обычно исследуется полностью в течение квартала.

В качестве объектов для изучения гидродинамических параметров удаленных зон пласта чрезвычайно благоприятны длительно эксплуатируемые нагнетательные скважины, опорная сеть которых должна периодически исследоваться раз в 1-2 года. Проведение базовых ГДИС в опорных добывающих скважинах наиболее рационально с периодичностью раз в 0.5-1 год. Приоритет должен отдаваться фонтанирующим скважинам, фонд которых по возможности должен исследоваться полностью.

Одной из главных составляющих системы базовых ГДИС являются исследования по специально подготовленным программам с проведением гидропрослушивания, с использованием забойных датчиков давления под приемом насоса, с закрытием скважины непосредственно на забое, с применением нестандартных комплексов ГДИС и т.п.

Экспресс-исследования являются относительно дешевым и наиболее распространенным способом получения оперативной информации. Частота ЭИ выбирается из расчета охвата оперативными ГДИС большей части действующего фонда скважин в течение года. Исходные данные ЭИ должны подвергаться обязательной оценке качества замеров. Результаты заведомо недостоверных исследований не должны использоваться на этапах документирования и анализа. Среди ЭИ, характеризующих рабо-

ту пластов, наиболее значимыми являются оценки, сделанные с помощью забойных (автономных или дистанционных) датчиков.

ЭИ позволяют определить забойные и пластовые давления, коэффициенты продуктивности скважины (по жидкости или газу). По последним оценивают приближенные значения проницаемости пласта (обычно искаженные влиянием скин-фактора). Оценки продуктивности по ГДИС (полученные по данным глубинных датчиков) используются для экспертизы имеющихся промысловых оценок удельной продуктивности. Значения продуктивности обязательно должны быть исправлены с учетом имеющихся достоверных данных ГДИС. Не допускается создание моделей разработки пластов на основании невыверенных значений удельной продуктивности.

Данные ЭИ должны использоваться для выбора объектов проведения специальных работ, а также для изучения характера изменчивости параметров пласта во времени.

## **1.6 Организация гидродинамических исследований скважин**

Гидродинамические исследования относятся к разряду сложных и высокотехнологичных и поэтому выполняются, главным образом, силами специализированных подразделений компаний (например, ЦНИПР) или специальными сервисными структурами. В частности, к выполнению этих работ могут привлекаться внешние сервисные компании. В первую очередь это геофизические компании, параллельно выполняющие для конкретного промысла работы по ПГИ и ГИС. Конкурентоспособность геофизической службы в области ГДИС связана с ее оснащением современными высокочувствительными манометрами (в том числе и автономными), а также опробователями на кабеле. При этом не могли не сказаться достоинства промыслово-геофизической информации – большая наглядность, возможность оперативно изменять условия исследований, вмешиваться в процесс регистрации параметров, дополнять временные замеры давления одновременными замерами других параметров (температуры, расхода, состава). Не менее важна принципиальная возможность комплекса ПГИ параллельно с выполнением ГДИС получать такую важную сопутствующую информацию, как интервальные дебиты и текущее насыщение пластов, оценивать работающие толщины, наличие и интенсивность межпластовых перетоков.

Независимо от вида проводимых ГДИС (базовые или экспресс) периодически по результатам новых ГДИС или на основании данных апробированных геолого-технологических моделей залежей (ПДГТМ) отделами исследований должны выполняться оценки результативности выполненных базовых и экспресс-исследований. При этом в качестве экспертных данных для ЭИ предпочтительно использовать результаты базовых исследований, а для самих базовых ГДИС – альтернативные источники информации о ФЕС пластов (результаты геомоделирования, оценки ГИС в добываемых скважинах, результаты опробования).

*Экспресс-исследования* проводятся в большинстве скважин эксплуатационного фонда по упрощенным технологиям с целью приближенной оценки фильтрационных параметров пласта и изучения динамики их изменения во времени. Тем не менее некоторые результаты ЭИ могут иметь статус базовых (например, для параметров забойных и пластовых давлений, продуктивностей). ЭИ являются относительно дешевым и наиболее распространенным способом получения оперативной информации. Частота исследований выбирается из расчета охвата оперативными ГДИС большей части действующего фонда скважин в течение года.

Исходные данные ЭИ должны подвергаться обязательной оценке качества замеров. Результаты недостоверных исследований не должны использоваться на этапах документирования и анализа. Среди данных ЭИ, характеризующих работу пластов, наиболее значимыми являются оценки, сделанные с помощью забойных датчиков.

Гидродинамические ЭИ позволяют определить забойные и пластовые давления, коэффициенты продуктивности скважины (по жидкости). По последним оценивают приближенные значения параметра проницаемости пласта (обычно искаженные влиянием скин-фактора). Оценки продуктивности по ГДИС (особенно полученные по данным глубинных датчиков) используются для экспертизы имеющихся промысловых оценок удельной продуктивности. Значения продуктивности обязательно должны быть исправлены с учетом имеющихся достоверных данных ГДИС. Не допускается создание моделей разработки на основании невыверенных значений удельной продуктивности.

Данные выполненных ЭИ должны использоваться для выбора объектов при проведении специальных работ, а также для изучения характера изменчивости параметров пласта во времени. Исключительную значимость

при планировании ЭИ имеют достоверные оценки пластового давления. С этой целью на месторождениях резервируется специальный фонд скважин-пьезометров (с равномерным охватом по залежи - не менее 5 %, периодичностью замеров статического уровня – раз в квартал). По возможности вместе с пьезометрическими скважинами должны исследоваться и долго простаивающие эксплуатационные скважины. При построении карт изобар обязательно наносить текущие значения пластового давления в каждой из исследованных скважин с указанием способа оценки  $P_m$ .

В качестве экспертных данных для оценки качества ЭИ предпочтительно использовать результаты БИ, а для самих базовых ГДИС – альтернативные источники информации о ФЕС пластов (результаты геомоделирования, ГИС и опробования в добу-риваемых скважинах).

**Регистрация кривых стабилизации давления.** Данные исследования предполагают запись кривой изменения давления во времени после пуска скважины на стабильный режим эксплуатации (отбор или закачку) или при переводе с одного стабильного режима на другой. В течение всего периода исследований прибор должен находиться в скважине на фиксированной глубине. В добывающей скважине измерения давления проводятся на забое в максимальной близости к исследуемому пласту. В нагнетательной скважине возможны измерения вблизи устья. Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о дебите на исследуемом режиме, а также данными о предыстории эксплуатации за период, как минимум в 3-5 раз превышающий период исследований. Данные о предыстории включают значения дебитов и продолжительности предшествующих проведению ГДИС циклов эксплуатации.

**Регистрация кривых восстановления давления (КВД).** Исследования методом КВД предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки стабильно или циклически работающей скважины в режиме отбора. При исследованиях прибор находится в скважине на фиксированной глубине в максимальной близости от исследуемого пласта. Исследования могут быть выполнены при закрытии скважины на забое (КВД<sub>з</sub>) или при закрытии скважины на устье (КВД<sub>у</sub>).

Исследования методом КВД<sub>з</sub> предполагают перекрытие притока с помощью пакерного устройства, расположенного в непосредственной близости к исследуемому пласту. Исследования обладают максимальной информативностью, так как сводят к минимуму искажающее влияние эффекта послепри-

тока (поступления флюида из пласта после закрытия скважины). Исследования одинаково успешны в фонтанирующих и непереливающих скважинах.

Учитывая минимальное влияние на данный способ исследований послепритока, для получения качественной информации достаточно длительности КВД 1-3 суток.

Исследования методом КВД<sub>з</sub> могут быть выполнены в процессе опробования пластов. При этом используется оборудование типа КИИ или аналогичные устройства.

Исследования методом КВД<sub>у</sub> предполагают перекрытие притока на устье. Информативность исследования существенно снижена вследствие влияния послепритока. Исследования возможны только в фонтанирующих скважинах.

При исследованиях методом КВД<sub>у</sub> наряду с забойным давлением синхронно регистрируются кривые изменения во времени буферного и затрубного давлений.

Учитывая существенное влияние послепритока, длительность КВД должна быть не менее 3-5 суток. В малопроницаемых коллекторах длительность исследований увеличивается в 1.5-2 раза.

Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о предыстории эксплуатации (продолжительности и дебитах циклов предшествующей работы) за период, в 5-10 раз превышающий период исследований. Если скважина эксплуатируется на упругом режиме (без ППД), необходимо учитывать всю предысторию работы скважины.

**Исследования методом падения давления (КПД).** Исследования методом КПД предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки стабильно работающей скважины в режиме нагнетания (закачки). Остановка скважины производится ее закрытием на устье. Учитывая высокую вероятность искусственного разрыва пласта при нагнетании, время КПД должно составлять не менее 7-10 суток. Это необходимо для уверенной интерпретации кривой в условиях возникновения билинейного и линейного типов режимов течения.

Исследованиям должна предшествовать стабильная или циклическая работа скважины длительностью не менее, чем в 3-5 раз превышающей время регистрации кривой. При исследованиях прибор может находиться вблизи устья скважины, но обязательно ниже уровня жидкости.

**Исследования методом индикаторной диаграммы (ИД).** Исследования методом ИД предполагают измерения давления и расхода на нескольких

стабильных режимах работы скважины, отличающихся дебитом (депрессией на пласты). При исследованиях прибор находится в скважине на фиксированной глубине в максимальной близости к исследуемому пласту.

При исследованиях нагнетательных скважин прибор может находиться вблизи устья скважины, но обязательно ниже уровня жидкости.

Минимальное количество режимов при исследовании методом ИД – 3, оптимальное количество режимов – 4-5. Режим минимального и максимального дебита должны отличаться по дебиту в 3-5 раз. Различия в дебитах от режима к режиму должны оставаться примерно одинаковыми.

Время работы скважины на каждом режиме должно составлять от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от дебита скважины.

По прошествии названного периода работы скважины на фиксированном режиме регистрируется значение давления на забое. По каждому режиму работы определяется средний дебит. По результатам исследований оформляется таблица значений забойного давления и соответствующего среднего дебита для каждого режима.

*Исследования методом восстановления уровня (КВУ)* проводятся в нефонтанирующих скважинах после снижения уровня жидкости в стволе в процессе эксплуатации (насос, газлифт и пр.) или после цикла освоения (свабирование, опробование и пр.) [4, 5, 6].

Следует различать принципиальные возможности данного метода при регистрации кривой изменения давления непосредственно на забое (КВУ<sub>з</sub>) и пересчетным способом при регистрации вторичных параметров (динамических уровней) на устье (КВУ<sub>у</sub>). По сути, это *два принципиально отличных метода* с разной информативностью и достоверностью оценок, но относимых к единому методу оценки давления в условиях послепритока (т.е. к «КВУ»).

Таким образом, исследования могут быть выполнены путем регистрации кривой изменения давления на забое скважины во времени (КВУ<sub>з</sub>, штатный режим) или регистрации кривой изменения динамического уровня в затрубье на устье (КВУ, экспресс-исследования).

При исследованиях методом КВУ<sub>з</sub> регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени на забое скважины. Если вынос жидкости на устье маловероятен, измерения проводятся при открытом устье. При интенсивном подъеме уровня измерения проводятся при полностью закрытом устье. В последнем случае выполняется синхронная запись кривых изменения во времени забойного, буферного и затрубного давле-

ний. Проведение измерений в скважине, подключенной к выкидной линии при открытом устье, недопустимо.

При исследованиях методом КВУ<sub>у</sub> регистрируются дискретные значения изменения динамического уровня на забое скважины. Исследования методом КВУ<sub>у</sub> недопустимы в нефтяных скважинах с высоким газовым фактором при обводненности продукции менее 80%. Длительность регистрации КВУ должна быть не менее 1-2 суток. Кратковременные КВУ, длительностью несколько часов, должны быть исключены из комплекса ГДИС как абсолютно неинформативные.

***Регистрация непрерывных кривых изменения давления и дебита во времени при произвольном изменении дебита.*** Сущность технологии состоит в синхронном определении кривых изменения во времени давления и дебита в условиях, когда дебит может меняться произвольным образом. Данный тип исследований характеризуется ограниченными возможностями по регулированию режима работы скважин. Его применяют в исключительных случаях, когда вмешательство в работу скважины либо нежелательно по условиям эксплуатации, либо вообще не возможно. В зависимости от условий проведения исследований дебит может быть определен непосредственно путем измерения либо путем расчета.

Исследования стабильно работающих скважин предполагают непрерывный контроль за изменением давления и дебита в течение межремонтного периода работы скважины. В скважинах механизированного фонда подобные исследования целесообразно проводить с помощью специальных глубинных датчиков, устанавливаемых под насосом или (в исключительных случаях) автономными приборами, помещаемыми на межремонтный период под прием насоса.

Исследования нестабильно работающих скважин (где дебит не может регулироваться) предполагают выполнение контроля за динамикой изменения давления и дебита в процессе всего цикла проводимых в скважине технологических операций, включая вызов притока, изменение дебита, восстановление давления (с фиксацией динамического уровня), нестабильный излив в режиме накопления, поглощение и пр.

Одновременно производится синхронная запись изменения во времени затрубного и буферного давлений, а также положения динамического уровня в затрубье. Для каждой технологической операции (цикла освоения и пр.) должно быть известно количество добытой жидкости (по результатам замеров в мерной емкости).

*Исследования методом гидропрослушивания (ГДП).* Гидропрослушивание относится к классу межскважинных гидродинамических исследований и проводится с целью определения гидродинамической связи между скважинами по исследуемому пласту и оценки гидродинамических параметров пласта.

Технология ГДП предполагает синхронное проведение работ в нескольких скважинах. В одной из скважин (возмущающей) меняют режим работы, в остальных (реагирующих) фиксируют связанное с этим изменение давления. Возмущающей может быть действующая либо простаивающая добывающая или нагнетательная скважина. До начала исследований действующая скважина должна работать на постоянном режиме не менее 10-15 суток, простаивающая не должна эксплуатироваться в течение этого же срока. Нагнетательная скважина должна быть либо предварительно выключена, либо работать в стабильном режиме.

Возмущение состоит в изменении состояния скважины (остановки, пуска, изменения дебита). Достаточность возмущения подтверждается обязательным специальным расчетом или оценкой характера взаимодействия скважин с помощью гидродинамического моделирования (например, с помощью ПО «Eclipse» или «Well Test»). Реагирующими могут быть пьезометрические, простаивающие и специально остановленные добывающие скважины вблизи возмущающей скважины.

Реагирующие скважины должны простаивать перед исследованиями не менее 10-15 суток. При выборе реагирующих скважин обязательно соблюдать следующие условия:

- реализация спуска манометра под уровень жидкости;
- наличие гидродинамической связи ствола скважины с пластом.

В длительно простаивающих скважинах перед установкой в них измерительной аппаратуры должны быть выполнены специальные исследования по оценке сообщаемости ствола с вмещающим пластом путем долива жидкости или способом «отгартывания». В скважинах с загрязненным забоем необходимы дополнительные работы по его очистке.

В реагирующих скважинах проводится непрерывная запись во времени кривых изменения давления на забое. Регистрация давления начинается не менее, чем за сутки до изменения режима работы возмущающей скважины, и продолжается в течение расчетного времени реагирования. Расчетное время обосновывается с помощью гидродинамического моделирования (с использованием ПО «Eclipse» или «Well Test»).

## **2 СИСТЕМООБРАЗУЮЩАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И ДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИ ГЕОМОНИТОРИНГЕ И ГЕОМОДЕЛИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

### **2.1 Принципы интерпретации и динамического анализа результатов промыслово-геофизического контроля**

Эффективная разработка месторождений нефти и газа возможна при условии высокой степени изученности геологии залежей, а также динамических процессов при выработке запасов. В настоящее время ни один из крупных объектов разработки не должен и не может эксплуатироваться без опоры на соответствующие цифровые динамические модели залежей (детальную геологическую модель, гидродинамическую модель, модель разработки).

Информационной начинкой при создании этих моделей являются: совокупные результаты специальных гидродинамических и геофизических исследований на месторождении, подробная история разработки, данные промыслового и геофизического мониторинга в процессе разработки. Необходимым условием современного информационного обеспечения для проектирования разработки месторождений стало применение передовых программно-вычислительных комплексов. Признанными лидерами в разработке программного обеспечения для геомоделирования являются зарубежные компании (LandMark, Schlumberger, SSI, Roxar и др.).

Конечной целью совместных промысловых и геофизических мероприятий по контролю разработки месторождений является получение достоверной информации о состоянии продуктивности пластов с целью выбора оптимальной системы разработки залежи, обеспечивающей максимальное извлечение из недр запасов нефти или газа.

На протяжении нескольких десятилетий совершенствовался механизм получения необходимых для решения указанной задачи данных. Направления выполняемых исследований ПГК достаточно разнообразны. В их числе: оценка начального и текущего насыщения, изучение фильтрационных параметров пластов, характеристик их выработки и обводнения; оценка технологических параметров режима работы скважины; изучение технического состояния скважины, поиски путей оптимизации ра-

боты подъемника и др. С целью решения всего спектра указанных задач разработаны специальные модификации геофизических методов (ПГИ) и многорежимные технологии изучения эксплуатационных скважин, включая исследования в процессе насосной эксплуатации, в режиме накопления и пр. К настоящему времени осуществлены разработки новых подходов в изучении динамических фильтрационно-емкостных свойств пласта в межскважинном пространстве.

Интерпретационная и аналитические службы обеспечивают наиболее ответственный этап в информационном обеспечении геомоделирования и проектирования разработки месторождений. В отличие от оперативной обработки исходных материалов, комплексная и обобщающая площадная интерпретация – это сложный технологический процесс, требующий высокой квалификации исполнителей и подразумевающий использование самого современного отечественного и зарубежного программно-методического обеспечения. Методические основы технологии обобщающей площадной интерпретации совместных результатов ГИС и ГИС-контроля (включая результаты промыслово-геофизических исследований в обсаженных скважинах – ПГИ) впервые были изложены в работах Дахнова В.Н. Ранее частичная реализация таких технологий осуществлялась тематическими партиями геологоразведочных предприятий в виде ручных обобщений сводных геологических и промысловых данных с построением различных карт и профилей, иллюстрирующих процессы вытеснения при заводнении.

Далее, существенно больший прогресс в развитии технологии площадных и динамических обобщений был достигнут на этапе приобщения материалов промысловых (ТИ) и особенно гидродинамических исследований пластов и скважин (ГДИС). Технологии ГДИС не следует разделять с аналогичными по способам исследований пластов и скважин методами ПГИ. Ведь по своей физической природе эти «промысловые методы» являются модификациями известных способов геофизических исследований эксплуатационных скважин, которые могут быть выполнены на фиксированных точках глубин во времени с помощью таких геофизических методов, как барометрия, расходометрия и некоторые другие.

В настоящее время определенные успехи в широком практическом внедрении методик как обобщающей, так и системообразующей интерпретации имеются у многих производственных геофизиче-

ских и добывающих нефтегазовых компаний. Основным технологическим элементом существующих информационно-аналитических систем ПГК стало специализированное программно-методическое обеспечение (компьютеризированные обрабатывающие комплексы совместно со специализированными системами динамического анализа результатов) [3]. Пример организации такого автоматизированного комплекса в компании СИБНЕФТЬ приведен на рисунке 2.1.

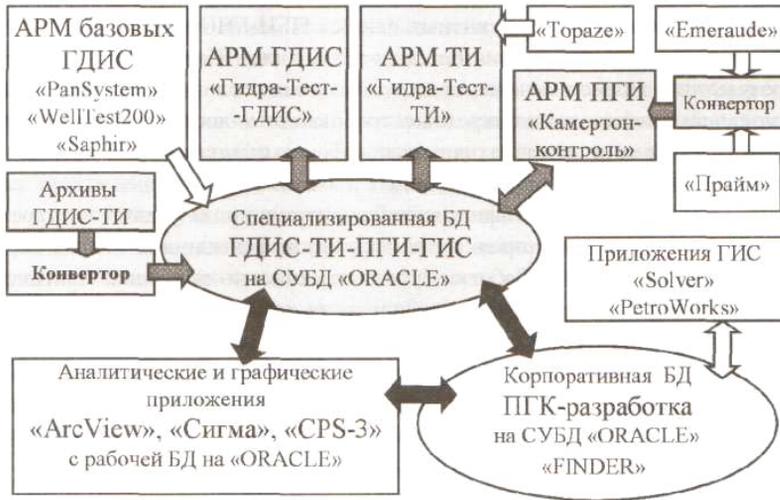


Рисунок 2.1 – Пример организации в нефтяной компании автоматизированного комплекса, предназначенного для системообразующей интерпретации и динамического анализа результатов ПГК

Начало развитию отечественных систем автоматизированного площадного и динамического анализа совокупных результатов промыслового и геофизического контроля положили научно-исследовательские и проектно-исследовательские работы, выполненные на кафедре ГИС РГУНГ им. Губкина.

Таким образом, в настоящее время актуальность и значимость проблемы обязательного использования при проектировании как с исходной геологической и промысловой информации, так и комплексных результатов ГИС-ПГИ-ГДИС (полученных на этапе контроля разработки месторождения) подтверждена многолетним опытом ведения таких работ в России.

Основные факторы, тормозящие более широкое внедрение этой технологии – это низкий охват и низкое качество выполняемых на местах исследований. Необходимый контроль качества полученных исходных данных ПГИ-ГИС или ГДИС реально достигается именно после выполнения площадного анализа. На этапе последующей передачи результатов для использования их в уточнении геологической и гидродинамической моделей существуют конкретные требования к достоверности полученных параметров, а также есть альтернативные способы их оценки (например, путем математического моделирования фильтрационных процессов).

Без доведения исходной геофизической информации до стадии построения динамической модели всего месторождения (залежи) эффективность любых системных исследований по контролю разработки будет искусственно занижена. Фактически получается, что для данной проблемы «глобализация цели» – это реальный способ достигнуть нормативного уровня по качеству и количеству исходной промысловой и геофизической информации на месторождении. В связи с этим, в частности, в РФ и в отдельных добывающих компаниях в последнее время были разработаны соответствующие регламенты по этапности и комплексированию мероприятий ГИС-контроля на месторождениях нефти и газа [3-8]

## **2.2 Задачи системообразующей интерпретации и динамического анализа в промыслово-геофизическом контроле**

Обобщающая интерпретация данных ГИС – результат фильтрации и селекции большого объема данных, характеризующих стационарное состояние объекта исследования. Помимо результатов специальных технологий по изучению сложных систем, значительная доля информации может быть получена в случае правильной организации сбора материалов стандартных исследований. Поэтому структурная организация совокупных промысловых и геофизических параметров позволяет использовать их при дополнительной обработке.

Таким образом, усовершенствование и усложнение стандартных процедур обработки исходных данных – еще один путь получения новой информации. При этом алгоритмы обобщающей интерпретации могут быть достаточно нетрадиционными в сравнении с привычным для ГИС уровнем комплексной интерпретации. Помимо известных способов статистических и площад-

ных обобщений, можно использовать такие формы обработки избыточной информации, как индикаторные способы, спектральные обработки и др. Реализуя на практике различные технологии обобщающей интерпретации для данных ПГК, в результате добиваются получения нового типа информации (геометрические распределения пластовых свойств, причины аномального изменения отдельного свойства объекта и др.).

Отличие понятия «системообразующая интерпретация» от «комплексной и обобщающей» состоит в решении задач для эксплуатационных объектов уровня «пласт-залежь-месторождение» с учетом динамики происходящих при их разработке процессов. Одной из таких задач является воссоздание исходного состояния исследуемых объектов. Таким образом, основное отличие рассматриваемого понятия от «обобщающей интерпретации» состоит в возможности создания локальных цифровых *динамических моделей* для исследуемого объекта. Это расширяет область применяемых при интерпретации программно-методических средств. Наблюдается переход от достаточно жестких алгоритмов функциональных преобразований исходных данных (комплексная параметрическая и целевая интерпретации) к численным задачам и ограниченному геомоделированию (секторные модели для части объекта или экспресс-модели отдельных свойств для всего рассматриваемого объекта).

Одним из примеров использования таких моделей являются сложные технологии гидродинамических межскважинных исследований. Их сущность состоит в совместном анализе результатов долговременных измерений давления и дебита для выбранного блока залежи. В процессе интерпретации результатов такого исследования решается задача воспроизведения истории разработки. Одновременно уточняется геометрическое строение залежи и гидродинамические параметры пласта. Такая задача не может быть успешно и однозначно решена без всей совокупности геолого-промысловой информации о пласте. Созданная на этой основе секторная модель одновременно является инструментом исследования залежи и накопления информации о ней. На уровне системообразующей интерпретации происходит смыкание областей промыслово-геофизического контроля залежи и создание ее динамической модели.

Примером реализации такого подхода являются технологии длительного гидропрослушивания на заключительных стадиях разработки месторождения, когда объектом исследования является уже не околоскважинное пространство, а сектор пласта.

### 3 ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ СИСТЕМНЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Обобщая методологические разработки Масленникова В.В., Ремизова В.В. (1993), Коноплева Ю.В. (1996) и др., под системностью контроля за разработкой месторождений можно понимать восприятие объекта изучения как целостной системы, состоящей из комплекса элементов разной сложности (иерархичности), находящихся во взаимосвязи и взаимодействии.

Таким образом, системность подхода в изучении сложно организованной технической структуры залежи в первую очередь подразумевает необходимость широкого использования научно обоснованных качественных и количественных комплексных повторяющихся промысловых и геофизических исследований, позволяющих своевременно и эффективно осуществлять регулирование разработки месторождения [2, 3].

Другое назначение системного контроля разработки месторождений состоит в информационном обеспечении управления процессами разработки, включая обеспечение необходимыми данными постоянно действующих моделей залежей (ПДГТМ). Системный контроль объединяет возможности промыслового (технологические исследования – ТИ), гидродинамического (ГДИС) и геофизического контроля (ПГИ-ГИС). ПГИ-ГИС вместе с ГДИС вместе составляют *предмет ГИС-контроля* [2, 3].

Принципы контроля разработки могут быть определены в соответствии:

- с поставленными задачами и обеспеченностью их решения средствами промыслово-геофизического контроля или геомоделирования;
- с особенностями геологического строения и принятой системой эксплуатации месторождения, стадией его разработки и обводнения;
- с полнотой и достоверностью уже полученного информационного обеспечения.

Системный промысловый и геофизический контроль разработки месторождений преследует достижения следующих целей [3].

1. Детализация геологического строения (включая оценки гидродинамической связи между пластами и скважинами), оценка запасов углеводородов.

2. Прогноз добывных возможностей продуктивных пластов с учетом планируемой динамики изменения физико-химических свойств пластовых флюидов.
3. Мониторинг добычи продукции на устье (индивидуально для каждого лицензионного участка).
4. Оценка характера выработки нефти (газа) при заводнении пластов, выявление направления фильтрационных потоков, поиск целиков.
5. Оценка текущей и остаточной нефте(газо)насыщенности в отдельных частях залежи и в пластах.
6. Контроль за перемещением ВНК и ГНК в процессе разработки.
7. Контроль энергетического состояния пластов, расчет гидродинамических параметров резервуара.
8. Контроль за технологическими параметрами эксплуатационных скважин и их технического состояния (профилями притока-поглощения, перетоками, интервалами обводнения).
9. Контроль эффективности проводимых ГТМ, РИР.

Таким образом, системный контроль подразумевает систему мер по исследованию скважин и пластов с целью изучения процессов эксплуатации и выработки для своевременной корректировки схем и проектов разработки, принятия мер по ее регулированию.

Основные проблемы, связанные с недостаточной для проектирования и оптимизации разработки месторождений информацией ПГИ и ГДИС, состоят в низком охвате месторождения данными ПГИ-ГДИС и результатами:

- опробования (включая проведенные на стадии разведки);
- низком качестве результатов исследований, выполненных до широкого внедрения цифрового способа регистрации (нарушения технологии исследований и обработки);
- отсутствии на месторождении опорных сетей для ПГИ-ГДИС и наблюдательных скважин (невозможность прямой оценки динамики изменения  $K_{нг}$  пласта);
- дефиците «базовых» (полноценных) исследований ПГИ-ГДИС;
- проблемах с документированием материалов ПГИ-ГДИС;
- неточности промысловых оценок продуктивности, скин-фактора  $S$ , т.п.
- проблемах детализации геологической модели по ГИС и сейсмике.

В настоящее время оценки системного ПГК удастся проводить только на крупных месторождениях, обладающих продолжительной истори-

ей разработки и значительным охватом исследований скважин. Информационное обеспечение значительно выигрывает, если на месторождениях имеется достаточное количество специальных объектов наблюдений – наблюдательных (контрольных) скважин. Отсутствие системного ГИС-контроля на отдельных месторождениях (особенно на сложных и крупных) существенным образом снижает на них эффективность проводимых мероприятий по разработке.

Таким образом, в основе системного ПГК эксплуатационных объектов лежит организация определенных циклов и уровней движения геофизической и геолого-промысловой информации. Схемы движения этой информации отражают принцип естественного усложнения процесса познания, связанного с:

- накоплением все большего числа информационных параметров на последующих уровнях интерпретации;
- усложнением моделей взаимодействия вследствие необходимости учета пространственно-временных факторов;
- необходимостью учета условий в работе скважины, пластов и залежи.

### **3.1 Этапность и периодичность исследований и их комплексирование**

Контролирующими процесс разработки органами установлены необходимые для соблюдения условия системности ПГК требования по охвату и периодичности исследований объектов различными видами гидродинамических и геофизических исследований. В прямой зависимости от этих требований находятся правила комплексирования методов и технологий ПГИ-ГДИС (или ГИС-контроля).

Условия проведения исследований определяются геологическими особенностями залежи, назначением скважины, ее конструкцией, техническим состоянием, физическими свойствами флюидов в стволе скважины, состоянием и поведением пластов, вскрытых скважиной. Скважины, находящиеся под давлением, при производстве замеров требуют применения на устье специального шлюзового оборудования (лубликатор, сальники).

Комплексирование методов ГИС – контроля также зависит от решаемой задачи и существующих условий в скважине или пласте в процессе измерений. При составлении программы исследований в конкретной скважине в за-

висимости от цели исследования и с учетом ожидаемых во время исследования в скважине условий должны оптимальным образом комбинироваться методы и технологии (в том числе и с учетом информации предшествующих исследований и исследований соседних скважин). В таблице 3.1 приведены принципы комплексирования методов и технологий ГИС-контроля, рекомендуемые при решении основных задач контроля разработки месторождений нефти и газа (федеральный РД 153-39.0-109-01) [3].

Таблица 3.1.

**Комплексирование ПГИ-ГДИС при контроле разработки месторождений нефти и газа**

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи. Комплекс методов промы-слово-геофизических исследований (ПГИ) Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. – для отдельной задачи)		
<b>I. КОНТРОЛЬ ЗА ВЫРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ ПРИ ВЫТЭСНЕНИИ НЕФТИ ИЛИ ГАЗА</b>		
I.I Определение профиля притока или приемистости, оценки состава притока		
1. Профиль (интервалы) притока жидкости*	PM_Ж, ТА, ТМ	Добывающие нефтяные, водо-заборные скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – 10% ДФ (20% – в начальной стадии заводнения), периодичность -1 год
	ТМ, ТА, замеры уровней	Насосные ДФ – по необходимости
2. Профиль (интервалы) притока газа*	PM_Г, ТА, ТМ, ШИ	Добывающие газовые скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – 20%ДФ, периодичность – 1 год

Продолжение таблицы 3.1.

3. Дебиты (интервальные) притока жидкости*	PM_Ж Многокомпонентная смесь (нефть+вода) ухудшает точность количественных оценок	Добывающие нефтяные, водозаборные скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – до 10%, периодичность – от 1 года
	ТА, замеры уровней по ВЛ	Насосные ДФ, СФ при КРС
4. Дебиты (интервальные) притока газа	PM_Г Наличие жидкости в потоке снижает точность количественных оценок	Добывающие газовые скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – 20% ДФ, периодичность – 1 год
5. Состав интервального притока смеси жидкости (нефти с водой), включая ее обводненность*	ТА, ВЛ, БМ, ПЛ, РИ, ШС	Добывающие нефтяные скважины. Скважины в процессе освоения *. Замеры в динамике. Охват – 10% ДФ, периодичность -1 год
6. Состав интервального притока газожидкостной смеси, включая ее обводненность*	РИ, БМ, ВЛ, ТА, ШС	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Замеры в динамике. Охват – до 10% ДФ, периодичность – 1 год
7. Структура газожидкостного потока в интервале оценки состава притока*	PM_Г, БМ, ВЛ, ТА	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Замеры в динамике. Охват – до 10% ДФ, периодичность – по обстановке
8. Гидравлические потери в лифте при потоке газожидкостной смеси в интервале оценки состава притока*	PM_Г, БМ	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Охват – до 10% ДФ, периодичность -по обстановке
9. Профиль (интервалы) приемистости воды*	PM,_Ж, ТА, ТМ, ШИ	Нагнетательные скважины. Охват – 30% (50% – в начале закачки) НФ, периодичность – 1 год

Продолжение таблицы 3.1.

10. Профиль (интервалы) приемистости газа*	PM_Г, ТА, ТМ, ШИ	Нагнетательные скважины по газу. Охват -30% (50% – в начале закачки) НФ, периодичность – 1 год
11. Расходы (интервальные) приемистости воды*	PM_Ж, ТА	Нагнетательные скважины. Охват – 30% НФ, периодичность – 1 год
12. Расходы (интервальные) приемистости газа*	PM_Г, ТА	Нагнетательные скважины по газу. Охват -30% НФ, периодичность – 1 год
<b>I. II Работающие толщины пласта</b>		
1. Работающие толщины пласта при притоке	Серия ТМ, ШС, РМ, ТА	Добывающий фонд скважин. Фоновые замеры в статике и на режимах отбора. Охват— 10% ДФ, периодичность-1 год
2. Работающие толщины пласта при поглощении		Нагнетательный фонд скважин. Фоновые замеры в статике и на режимах закачки. Охват-до 30% НФ, периодичность -1 год
3. Действующие толщины пласта, затронутые процессами выработки		ЭФ свыше 10%, периодичность 1 год
4. Обводненные (обводняющиеся) толщины неперфорированного пласта	Серия ТМ, ГК (по радиогеохимическому эффекту РГЭ), ШС (ШИ), ВАК, ИНК (УКК)	То же, применение методов РК, АК – по необходимости
5. Обводненные (обводняющиеся) толщины перфорированного пласта	То же и методы оценки состава (ВЛ, ПЛ, РИ, БМ)	

Продолжение таблицы 3.1.

6. Коэффициент вытеснения вырабатываемых толщин**	ИННК с закачкой МВ, УКК	Добывающие скважины. Фоновые замеры, замеры при закачке МВ, при очистке пласта от МВ на режимах отбора. По программе спец. исследований
	Трассирование фильтрационных потоков	По спец. программе закачка трассеров через НФ (ДФ – реагирующие)
<b>II. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ СВОЙСТВ ПЛАСТА</b>		
<b>II. I Оценка параметров режима работы скважины и энергетических свойств пласта</b>		
1. Устьевые: давление (буферное, затрубное и в межтрубье), температура*	Замеры во времени на замерной установке или на устьевых БМ, ТМ	Эксплуатационный фонд скважин. Ежедневные наблюдения (в том числе, автономными датчиками под ЭЦН)
2. Забойное давление*	Замеры во времени БМ, в отдельных случаях – перерасчеты по устьевым давлениям или по динамическим уровням (ЭХ), замеры ГГК в НКТ с целью отбивки уровней раздела фаз в межтрубье(спец. программа)	Эксплуатационный фонд скважин. В процессе проведения ГДИС или ПГИ. Охват ЭФ – до 50% (расчетами – до 100%). Периодичность: ЭФ – 3 мес., сеть ОФ – ежемесячно
3. Пластовое давление*	Замеры во времени БМ, РМ_Ж,Г + БМ Пересчитывается с отметки замера на ВНК (а.о.)	Охват ДФ – 10%, НФ – 50% (периодичность 0.5 лет), ОС – ежеквартально, ПФ – до 100%.
4. Депрессия (репрессия) на пласт(ы) ***	То же	Тоже

Продолжение таблицы 3.1.

5. Фактическая продуктивность пласта (удельная) по жидкости***	Замеры во времени в кровле пласта БМ, РМ Ж,Г	То же для нефтяных и нагнетательных скважин
6. Фактическая фазовая (по нефти, по газу) удельная продуктивность пласта ***	То же, плюс уточненная информация о фазовых дебитах	То же для нефтяных или газовых добывающих скважин
7. Динамические изменения фактической фазовой продуктивности в скважине (во времени) ***	Динамический (временной) анализ всех результатов ГДИС-ПГИ по отдельной скважине, ФХИ	Эксплуатационная скважина. Временные исследования (любая периодичность).
8. Изменения фактической фазовой продуктивности по площади (объему) залежи***	Площадной (пространственный) анализ результате! ГДИС-ПГИ для всех скважин, эксплуатирующих объект (пласт, залежь)	Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ЭФ не менее 20-30 %, периодичность порядка 0,5-1 года
9. Коэффициент потенциальной продуктивности пласта по жидкости***	Расчеты на основании данных о проницаемости по ГДИС, работающих эффективных толщин и реальном радиусе контура питания	Опорная сеть эксплуатационных скважин, равномерно охватывающая залежь. Охват ЭФ не менее 20-30 %, периодичность порядка 0.5-1 года
10. Коэффициент потенциальной фазовой (по нефти, по газу) продуктивности ***	То же, плюс текущая информация о вытеснении нефти (газа) из пласта	То же

Продолжение таблицы 3.1.

11. Прогноз изменения потенциальной продуктивности пласта при последующей разработке месторождения***	То же, плюс гидродинамическая (фильтрационная) модель месторождения, обобщающая данные по истории разработки, ФХИ	
12. Динамика изменения температуры пласта*	ТМ в статике	ЭФ (выборочно при ПГИ), КФ – периодичность 2 раза в год
II. II Оценки фильтрационных свойств пласта		
1. Гидропроводность дальней зоны пласта*	замеры во времени в кровле пласта БМ	Разведочные скважины Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ДФ 10 %, НФ 20%, периодичность порядка 0.5-1 года
2. Проницаемость дальней зоны пласта (с учетом работающей (по ПГИ) эффективной толщины) *	Замеры во времени на забое БМ	То же, охват ЭФ 10-20%, периодичность 1 год, для опорной сети базовых ГДИС – 0.5 лет
3. Гидродинамические связи продуктивных толщин по вертикали в дальней зоне пласта**	ГДП, поточечное испытание (БМ), трассирование фильтрационных потоков	Эксплуатационные добывающие и нагнетательные скважины. По программе спец. исследований (ГДП, трассирования)
II. III Оценки изменения фильтрационных свойств в призабойной зоне		
1. Гидропроводность ближней зоны пласта*	Замеры во времени в кровле пласта БМ	Разведочные скважины Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ЭФ до 20 %, периодичность порядка 0.5-1 года
2. Коэффициент призабойной закупоренности <sup>ТМ*</sup>		То же

Продолжение таблицы 3.1.

3. Скин-фактор*		
4. Коэффициент гидродинамического совершенства скважины*		
<b>III.1. Оценки состояния продукции в стволе работающей скважины</b>		
1. Уровень жидкости в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ)*	Добывающие скважины. В процессе 111И с определением приток-состава (см.п. П.Т)ЭХ (уровни) или замеры ВЛ,РИ,БМ,ПЛ,ТА	
2. Уровни жидкости в межколонном пространстве(ЗТ)*	Добывающие скважины. В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п. ПЛ) при отсутствии пакераЭХ, ГТК (ПЛ по рассеиванию гамма квантов)	
3. Фазовые уровни в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ)*	Добывающие скважины с многокомпонентной продукцией. В процессе ПГИ с определением приток-состава (см.п. П.1) ВЛ,РИ,БМ,ПЛ,ТИ	
4. Состав смеси на забое в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ) *	ТожеБМ(ГШ),ВЛ,РИ,ТМ	
5. Динамика изменения уровней жидкости (работа ЭЦН) *	Добывающие нефонтанирующие скважины, оборудованные электроцентробежным насосом. Периодичность определяется мероприятиями промышленного мониторинга и ГДИ-СЭХ	
6. Интервалы разгазирования нефти в стволе при снижении забойного давления ниже давления насыщения	Добывающие нефтяные и газоконденсатные скважины. Периодичность – по необходимости (при создании условий для разгазирования продукции)БМ, ПЛ, ТМ	

III. II Определение межпластовых перетоков (по стволу)		
1. Интервалы (кровля-подошва) межпластовых перетоков*	Прямые замеры РМ совместно с БМ(ПЛ), ВЛ. РИ (с закачкой солевых МВ). Серия ТМ на переходных режимах с выходом на стабилизацию процесса, ШЙ, КНАМ, ИНГК с применением гидрофильных (гидрофобных) МВ.	Эксплуатационные скважины, в процессе освоения, простаивающие (в необсаженных или перфорированных участках ствола). В процессе ПГИ с определением «притока-состава» (см. охват и периодичность в соответствии с п.II)
2. Направления межпластовых перетоков*		
3. Тип флюида в межпластовом перетоке)**		
4 Дебиты межпластовых перетоков		
IV.I Оценки эффективности вскрытия пласта (по необходимости)		
1. Охват продуктивного пласта перфорацией (качество и степень вскрытия пласта) *	ЛМ, ГГДТ, ЭМД, МК и дополнительно – методы оценки притока в динамике	Эксплуатационные скважины. После проведения перфорационных работ, РИР
2. Интервал установки изолирующего элемента (кольцевой пакер, «пластырь», «летучка» и т.п.) *	ЛМ, МК, ЭМД	Эксплуатационные скважины. После проведения изоляционных работ службой капитального ремонта скважин (КРС)
3. Эффективность изоляции пласта после КРС (герметичность «пластыря» в месте бывшего фильтра)	Активные способы (ГК с закачкой МВ) или методы оценки насыщения в ближней зоне (ИНК, ВАК) или ТМ, БМ и методы оценки притока (приемистости) в динамике	
4. Эффективность закачки в пласт (или его часть) полимерных герметиков*	ТМ, БМ и методы оценки притока (приемистости) в динамике, технологии МВ	Нагнетательные скважины. По программе спец. мероприятий по коррекции профиля приемистости (изоляция высокопроницаемых толщин)

Продолжение таблицы 3.1.

IV.II Оценки эффективности очистки призабойной зоны		
1. Эффективность свабиро-вания (компрессирования) *	Серия ТМ, БМ	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий
2. Эффективность кислотоной обработки*	НК, ТМ, методы оценки притока, ГК	То же после проведения СКО
3. Эффективность АВ воздействия на пласт(акустического) или др. *	ТМ, методы оценки притока, ШС	То же после проведения ГТМ
IV.III Оценки эффективности воздействия на дальнюю зону пласта		
1. Эффективность гидроразрыва пласта*	ТМ, БМ, методы оценки притока, ВАК	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий (ГРП)
2. Эффективность термогидрохимических воздействий*	ТМ, методы оценки притока	То же после проведения ТГХВ
V ВЫЯВЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ		
1. Интервалы (кровля-подошва) межпластовых перетоков*	Серия ТМ (на переходных режимах), ШИ, ШС, а также активные способы: ГК (с закачкой ИР или при РГЭ), ИНК (с закачкой МВ), КНАМ	Эксплуатационные, в процессе освоения (КРС), простаивающие (в необсаженных или перфорированных участках ствола). В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см .п. II.I, II, III) или в процессе технического контроля (см. п. V.III)
2. Пространство межпластовых перетоков**	То же. Дополнительно методы оценки профиля притока (приемистости) в стволе и оценки качества цементации (АКЦ, ГТДТ, ВАК)	То же

Продолжение таблицы 3.1.

3. Направления межпластовых перетоков**	Серия ТМ, МНА, КНАМ, ШС, а также активные способы: ГК, ИНК (с закачкой МВ)	
4. Тип флюида в межпластовом перетоке (включая обнаружение источника поступления воды через: перфорированные интервалы)*	ШС, МНА, НК или ИНК -для газа, КНАМ дополнительно к информации ГИС по открытому стволу	
5. Дебиты межпластовых перетоков снизу (для жидкости свыше 0.5 м <sup>3</sup> /сут., газа 500 н.м <sup>3</sup> /сут.)*	Серия ТМ на переходных режимах при смене депрессии и в статике во времени – с момента остановки (спец. методики оценки)	
6. Дебиты межпластовых перетоков сверху (для жидкости свыше 3 м <sup>3</sup> /сут., газа 3000 н.м <sup>3</sup> /сут.)*		
<p>* – задачи, решаемые геофизическими методами без активного управляемого воздействия на скважину или пласт.  ** – задачи, решаемые на основе специальных технологий исследования при активном управляемом воздействии на объект исследований.  *** – задачи, решаемые при анализе накопленной информации без проведения дополнительных исследований.</p>		

Геологической службе при формировании конкретных программ ПГИ-ГДИС, когда требуется конкретизация комплекса и технологии измерений, необходимо знание конкретных типов объектов исследования и вероятных условий проведения исследований (с установившимися или переходными режимами работы каждого из объектов). Условия проведения измерений в первую очередь подразумевают использование информативных возможностей различных технологических приемов, применяемых в комплексных исследованиях в зависимости от режимов работы скважины на всех этапах проведения ГИС-контроля [2, 3].

В длительно простаивающих скважинах (неработающих, наблюдательных) выполняют измерения, которые сопоставляют с фоновыми за-

мерами с целью выявления локальных аномалий, связанных с выработкой продуктивных пластов и нарушениями технического состояния ствола. Технология предусматривает выполнение замеров одиночными методами с периодичностью от нескольких недель до нескольких месяцев.

Есть особенности ПГИ скважин в стадии их освоения (не работавших ранее) и скважин КРС (длительно работавших ранее при насосной эксплуатации).

В эксплуатируемых скважинах проводят комплексы технологического, эксплуатационного и геолого-промыслового контроля. Для этой цели используют следующие технологии измерений.

В скважинах, работающих со стабильным расходом (нагнетательных, фонтанных), последовательно проводят: измерения на технологическом режиме эксплуатации; серию измерений на установившихся режимах, отличающихся депрессией на пласт; серию разновременных измерений непосредственно после прекращения эксплуатации; регистрацию на фиксированной глубине во времени кривых восстановления давления и температуры после прекращения эксплуатации; серию разновременных измерений непосредственно после пуска или изменения дебита скважины; е) регистрацию на фиксированной глубине во времени кривых стабилизации давления и температуры после пуска или изменения дебита.

В скважинах, работающих с нестабильным расходом (компрессируемые, свабируемые, работающие в режиме накопления и др.), а также в осваиваемых малодебитных скважинах, характеризующихся нестационарными условиями исследований, используют следующие технологии: регистрация серии разновременных диаграмм по глубине в процессе изменения режима работы скважины (или ее возбуждения), а также на последующем этапе затухания притока; регистрация на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры при пуске или изменении режима работы скважины (в том числе кривых изменения давления на забое скважины при подъеме уровня жидкости в стволе); регистрация кривых изменения во времени давления на устье скважины (на буфере, в межтрубье) и на забое; фиксация текущего местоположения фазовых уровней (уровней жидкости и раздела «вода-нефть») эхолотом или путем регистрации непрерывных диаграмм методами оценки состава флюидов в интервале перемещения уровней.

В скважинах, работающих в нестационарном режиме с нестабильным расходом (свабируемых, работающих в режиме накопления и пр.),

проводят весь комплекс измерений технологического, эксплуатационного и геолого-промыслового контроля. Основные элементы технологии измерений следующие: регистрация диаграмм изменений геофизических параметров по глубине на технологическом режиме эксплуатации и в остановленной скважине (при простое скважины 5-10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима скважины (температуры, давления, дебитов газа, нефти, воды); регистрация диаграмм изменений геофизических параметров во времени на серии установившихся режимов нагнетания (отбора), отличающихся депрессиями на пласты (после стабилизации параметров на каждом режиме в течение 5-10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима (температура, давление, дебиты флюидов); регистрация серии разновременных диаграмм по глубине в простаивающей после эксплуатации скважине (через 0.5-2, 3-5, 7-10, 15-24 часов после прекращения эксплуатации); регистрация на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры в простаивающей после эксплуатации скважине (в период от 5-10 до 24 и более часов в зависимости от интенсивности предшествующей работы и фильтрационных характеристик пласта); регистрация серии разновременных диаграмм по глубине непосредственно после пуска или изменения дебита скважины – через 0.5, 1, 2, 3, 5 часов; регистрация на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры после пуска или изменения режима работы скважины (в период от 1-2 до 5-10 часов в зависимости от дебита скважины).

В малодобитных скважинах, работающих в режиме пульсирующего газожидкостного потока, дополнительно проводят регистрацию временных флуктуаций параметра давления и других методов изучения «приток-состава». Продолжительность цикла регистрации флуктуации составляет 10-20 минут. Измерения проводят в обособленных интервалах конструкции скважины (в НКТ, колонне выше продуктивной толщи, между основными совместно эксплуатируемыми объектами, в зумпфе при подозрении на его негерметичность) в перерывах между измерениями этих параметров в динамическом режиме в заданном интервале изучения скважины.

Дополнительные требования к условиям проведения и технологии ГИС-контроля обусловлены необходимостью получения данных разновременных измерений для их последующего сравнительного анализа и выявления на этой

основе характеристик флюидов в стволе скважины, продуктивных пластов и эксплуатируемых залежей. Важны также требования, связанные с контролем качества первичных данных: получение начальных (фоновых) характеристик изучаемого объекта (естественной гамма-активности, нейтронных параметров, упругих свойств, естественного температурного поля, состояния обсадной колонны и цементного камня, эффективных толщин, коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пород, характеризующих его до начала эксплуатации залежи); регистрацию при каждом исследовании положений муфт обсадной колонны, ГК или НК для привязки данных измерений; определение текущего состояния многолетнемерзлых пород и конструкций скважины в интервале их залегания; выполнение исследований полным комплексом методов, предназначенных для решения задачи; выполнение исследований в интервале, превышающем по протяженности изучаемый объект (с целью получения данных против опорных пластов и в интервалах глубин с невозмущенными характеристиками); выполнение повторного измерения по всему интервалу основной записи при условии постоянного режима работы скважины; исследования в эксплуатационных и перфорированных наблюдательных скважинах, где существует опасность избыточного давления на устье (с применением лубрикаторов); согласование методики ПГИ с условиями и очередностью технологических операций в скважине.

Активные технологии применяют в скважинах, находящихся в эксплуатации, когда стандартные технологии оказываются неэффективными и заключаются в проведении геофизических измерений в процессе активных воздействий на пласты, которые включают следующие методы воздействия: химические – обработки пород соляной, плавиковой и другими кислотами; термические – прогрев пласта либо закачка в пласт воды с другой температурой; гидродинамические – снижение и повышение уровня флюидов в скважине, методика переменных давлений; закачку в исследуемые пласты меченых веществ (МВ), которые представляют собой жидкости, обогащенные искусственными радиоактивными изотопами (ИР) либо содержащие вещества с аномальными свойствами поглощения нейтронов; наведение искусственной гамма активности пород.

Последовательность операций при активных технологиях включает проведение серии измерений: фоновых – до начала воздействия, в процессе воздействия, непосредственно после воздействия и в ходе расформирования эффектов, вызванных воздействием.

Наиболее простые и распространенные *комплексные задачи ПГИ* сводятся к следующим: определение интервалов и профиля притока; определение интервалов и источника обводнения; определение интервалов заколонной циркуляции, перетоков флюидов; определение технического состояния колонны; определение текущего насыщения эксплуатируемых пластов.

Однозначность решения задачи зависит от величины дебита и степени обводненности продукции (высокие значения первого фактора и низкие второго – способствуют однозначности решения задач). Другими негативно влияющими здесь факторами являются: низкая отработка скважины, несоблюдение технологии работ (например, компрессирования, если пласт оказывается задавлен заполняющей ствол жидкостью), эксплуатация одной скважиной сразу нескольких нефтяных пластов, замена технической воды на нефть при освоении скважины (трудности отбивки ВНК, если происходит перераспределение «чужой» нефти в затрубье и НКТ), сложная динамическая ситуация в распределении фаз продукции в интервалах ствола скважины и неготовность применяемого АО зафиксировать эти особенности потока.

Кроме того, в список практикуемых в ряде компаний задач входят работы по ликвидации гидратно-парафиновых отложений (ГПО) приборами с нагревателями на кабеле (характерных для газовых и газонефтяных месторождений Западной Сибири).

К сожалению, в большинстве нефтяных компаний сложилась ситуация, когда основной объем ПГИ (до 2/3) проводится в пробуренных скважинах на стадии их освоения или при проведении КРС. Еще около 30% объемов исследований – это ПГИ в нагнетательных скважинах. Удельная же доля исследований по контролю текущей насыщенности и оценкам динамики изменения ГВК-ГНК составляет не более 1-2%. Причем среди последних обычно преобладают ПГИ (на основе методов РК) в неперфорированных интервалах с целью доразведки, а не оценки степени выработки эксплуатируемых пластов.

Во многих регионах России фонтанные скважины практически отсутствуют, а большинство добывающих характеризуется низкими дебитами (до 10 м<sup>3</sup>/сут). Поэтому здесь условием выполнения исследований является возбуждение скважин одним из существующих методов.

*Современные научно-технические достижения в области ПГИ-ГДИС* позволяют расширить список решаемых задач промышленно-

геофизического контроля. Так, появилась принципиальная возможность некоторые методы ГИС открытого ствола распространить на условия обсаженных скважин: ИК и ДК – при обсадке забоя стеклопластиковыми хвостовиками; оценки УЭС пластов через металлические обсадные колонны (типа «CHFR», хотя этот метод из-за слабой дифференциации глин и водонасыщенных пластов – проблематичен при выделении коллекторов с низкими УЭС=5-9 Ом·м); поточечное опробование пласта через обсадную колонну с оценкой проницаемости отдельных толщин (типа «CHDT»). С приходом на российский рынок западных технологий появились надежные средства доставки на забой ГС приборов ПГИ (PLT), одновременно учитывающих особенности многофазных расслоенных потоков (типа «FlagShip»), Стандартные комплексы PLT могут теперь успешно решать проблемы оценок фазовых профилей притока даже в условиях сложного по структуре газожидкостного потока (на основе многодатчиковых систем оценки состава типа «FCIT-FloView», «GHOST», а также алгоритмов решения уравнений многофазных потоков). Широко применяются методы оценки текущей нефте- и газонасыщенности, не зависящие от степени минерализации пластовых вод (УКК (C/O), ВАК). В области изучения технического состояния скважин нормой становится применение магнитоимпульсных дефектомеров и сканеров внутренней поверхности труб. Апробированы спектральные модификации шумометрии, позволяющие разделять в скважине шумы фильтрации в поровом пространстве пластовых флюидов, определять работающие толщины пласта, оценивать состав заколонных перетоков [3].

Благодаря комбинированному сочетанию информативности прямых методов исследований ПГИ-ГДИС и методов математического геомоделирования в систему ПГК могут быть введены существенные корректировки как для опорных сетей скважин (что позволяет уменьшить число скважин в опорных сетях с десятков % до единиц %), так и для периодичности и комплексирования методов измерения. Такие корректировки должны быть предложены в рамках подготовки «Проекта разработки месторождения» и одобрены соответствующими государственными контролирующими органами (ЦКР, ГКЗ и др.) при защите проектных документов. В отдельных случаях (при внедрении принципиально новых, более эффективных систем промыслового и геофизического мониторинга) стандартные требования по периодичности исследований скважин и

их комплексированию должны быть пересмотрены в рамках подготовки новых редакций проектной документации.

На основании опыта организации ряда крупных добывающих компаний производственных систем промышленного и геофизического мониторинга разработки нефтяных месторождений в Западной Сибири представлены минимальные требования к опорным сетям ПГИ и ГДИС раздельно по решаемым задачам.

С учетом вышесказанного предлагаются (таблица 3.2) следующие диапазоны критериев по системности организации ПГИ-ГДИС-ФХИ на месторождениях при проведении геолого – технических мероприятий [2, 3].

Таблица 3.2.

**Диапазоны допустимых критериев по охвату и периодичности стандартных комплексов ПГИ**

Категории скважин	Комплексы ПГИ							Сопутствующие	
	Профиль и состав притока	Источники обводнения, работающие толщины	Профили приемистости	Законные перетоки	Контроль ВНК, Кн-тек	Контроль ГВК, КГ-тек	Контроль технического состояния	Оценки энергетических параметров Рю	Базовые ГДИС (k,s)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. вводимые ЭФ	«РВ»	«РВ»	«НЕ»	«РВ»	«НЕ»	«НЕ»	«НЕ»	«РВ»	«РВ»
Системный промыслово-геофизический контроль и его комплексирование									
2.1 ДФ-фонтанные	«ЗГ»	«ЗГ»		«ЗГ»			«НЕ»	«НЕ»	«2Г»
2.2 ДФ – газлифтные	«ЗГ»	«ЗГ»		«ЗГ»			«НЕ»	«НЕ»	«2Г»
2.3 ОС фонтанирующего ДФ	«Г»	«Г»		«Г»	«НЕ»	«Г»	«ЗГ»	«ПГ»	«ПГ»
2.4 ДФ с ЭЦН	«НЕ»	«НЕ»		«НЕ»			«НЕ»	«НЕ»	
2.5 ДФ ШГН	«НЕ»	«НЕ»		«НЕ»			«НЕ»	«НЕ»	

Продолжение таблицы 3.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.6 ОС насосного ДФ	«2Г»	«2Г»		«2Г»	«НЕ»		«ЗГ»	«2Г»	«2Г»
3. СФ	«КР»	«КР»	«НЕ»	«КР»	«НЕ»	«НЕ»	«КР»	«КР»	«НЕ»
4.1 НФ			«ЗГ»	«ЗГ»			«НЕ»	«НЕ»	«2Г»
4.2 ОС НФ			«Г»	«Г»			«ЗГ»	«Г»	«Г»
5. КФ		«НЕ»			«ПГ»/ «Г»	«КВ»/ «Г»	«НЕ»		
6. ТФ					«Г»/ «ЗГ»	ПГ/ «ЗГ»	«НЕ»		
7. ПФ							«НЕ»	«КВ»	
8. РФ	«РВ»	«РВ»		«РВ»	«РВ»	«РВ»	«НЕ»	«РВ»	«РВ»
9. Водозаборные	«НЕ»		«НЕ»				«НЕ»	«Г»	«НЕ»
Периодичность ПГИ и сопутствующих ГДИС: «КВ» – раз в квартал, «ПГ» – раз в полгода, «Г» – раз в год, «п-Г» — раз в п лет, «КР» — при проведении КРС (после КРС, при необходимости — и до КРС), «НЕ» – по необходимости, «РВ» – разовые, -/- – до и после стабилизации обводнения.									

Дополнительные требования по системности контроля вспомогательных для ГИС-контроля промысловых параметров:

- технологических измерений ТИ (замеров, выполняемых на устье эксплуатационных скважин) – таблица 3.3;
- физико-химических исследований (ФХИ) проб продукции.

Эффективность ПГИ определяется многократностью проведения замеров при смене условий (режимов) в скважине. Обычно для технологий ПГИ используют следующие режимы работы скважины [3].

1. Скважина работает со стабильным дебитом в режиме фонтанирования. Последовательно проводят ГДИ в технологическом режиме; серию замеров на установившемся режиме при различных депрессиях и непосредственно после прекращения эксплуатации; регистрацию на фиксированных глубинах КВД и температуры после прекращения эксплуатации; серию замеров после пуска или изменения дебита, запись на фиксированных глубинах во времени кривых стабилизации давления и температуры.
2. Скважина работает с нестабильным или низким дебитом в процессе освоения. Нестационарные условия исследований: реги-

страция одновременных диаграмм по глубине при изменении режима работы скважины или затухании притока; изменение во времени давления и температуры; регистрация кривых изменения давления на устье и на забое; фиксация текущего положения фазовых уровней.

Таблица 3.3.

**Периодичность вспомогательных технологических измерений (замеров, выполняемых на устье эксплуатационных скважин)**

Категории скважин	Промысловые технологические замеры						ГДИС		
	Дебит (расход) жидкости		Дебит газа	Обводненность продукции		Газовый фактор		Устьевые $T_u$ и $P_u$ (буферное, затрубное, межтрубн)	Динамические уровни, оценки $P$ заб
	до 5т/сут	более	по АР	до 2%	более	при $R_{пп} > R_{нас}$	при		
1.1 ДФ фонтанные		«ЕЖ»/ «ЕН»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«ЕН»/ «ЕМ»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«Г»	«ЕМ»	«ЕЖ»	«КВ»
1.2 ДФ газ-лифтные		«ЕЖ»/ «ЕН»	«ЕЖ»/«ЕН»	«ЕН»/ «ЕМ»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«Г»	«ЕМ»	«ЕЖ»	«КВ»
1.3 ДФ с ЭЦН		«ЕЖ»/ «ЕН»		«ЕН»/ «ЕМ»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«КВ»	«ЕМ»	«ЕН»/КВ	«ЕЖ»/ «ЕМ»
1.4 ДФ ШГН	«ЕН»/2М	«ЕЖ»/ «ЕН»		«ЕН»/ «ЕМ»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«КВ»	«ЕМ»	«ЕН»/КВ	«ЕМ»
2. НФ		«ЕЖ»/ «ЕН»						«ЕЖ»/«ЕН»	«КВ»
3. Водозаборные		«ЕМ»						«ЕН»	«ПГ»

Периодичность промысловых технологических измерений: «ЕЖ» – ежедневно, «ЕН» – еженедельно, «ЕМ» – ежемесячно, «2М» – 2 раза в месяц, «КВ» – раз в квартал, «Г» – раз в год, – / – – автоматизированный и ручной способы измерений.

- Скважина работает в нестационарном режиме с нестабильным дебитом, измерения повторяют в технологическом режиме эксплуатации и в остановленной скважине (после 5-10 часов и более) с одновременной регистрацией устьевых температуры, давления, дебита газа, нефти, воды; на нескольких установившихся режимах нагнетания (отбора), отличающихся депрессиями по-

- сле их стабилизации; в простаивающих скважинах; замеры после пуска или изменения дебита через: 0,5, 1, 2, 3, 5 часов и т.д.
4. В малодобитных скважинах, работающих в режиме пульсирующего потока, дополнительно проводят флукуационные (изменение уровня) измерения.

### **3.2 Обеспечение оценок выработки запасов и их подтверждаемость**

*Обеспечение оценок работающих толщин, состава и профиля притока, приемистости.* Оценки работающих толщин пласта могут быть выполнены при включении в комплекс ПГИ методов: ТМ, ШИ и ШС-А,Э, НК, ГК (при фиксации эффекта РГЭ) в сопоставлении с результатами РМ, ТА, опробователей. Обязательным условием такой технологии является запись параметров на технологическом (или близких к нему) режимах работы скважины [3].

*Оценки профиля притока (приемистости)* для пласта могут быть получены на основании кривых методов РМ (лучше, если они при замере обеспечивают пакеровку пространства между прибором и обсадной колонной), реже ТА (только если поток – гомогенный), а также с использованием поточечных опробователей пласта (типа «МДТ», «СНДТ»).

*Состав притока* в скважине, эксплуатирующей (опробующей) один пласт, интегрально может быть определен по устьевому дебиту. Дифференциально состав притока оценивают *косвенно* (распространяя измеряемые параметры состава в стволе с возможным распределением флюидов в пласте). В измерительный комплекс обычно входят методы: БМ (оценки по градиенту давления с учетом гидравлических потерь), ВЛ, РИ, ПЛ, ТА, а также ШС (по амплитудно-частотным характеристикам). Оценки состава флюида в стволе возможны также методами НК при использовании малых зондов (доинверсионных).

*Фазовые профили притока* (2-х и 3-х фазного потока) допускается оценивать только при использовании метрологически обеспеченных датчиков: РМ, МН, ТМ и состава (например, ПЛ, РИ, ВЛ, «GHOST»). Другим обязательным условием выполнения таких оценок является применение аппаратуры, оснащенной многодатчиковой измерительной системой (несколько датчиков состава распределены по сечению потока), что

позволяет определить распределение состава потока в стволе наклонных и горизонтальных скважин (дополнительно здесь используются результаты инклинометрии). Наконец, программа интерпретации должна оценивать необходимые поправки за структуру потока смеси (а для технологии с БМ-РМ, и гидравлические потери). Таким образом, измеренные датчиками состава профили истинных объемных долей продукции в стволе должны быть преобразованы в профили расходных фазовых параметров с дальнейшим их пересчетом в профили фазовых дебитов.

**Источник обводнения** может быть оценен, если известны профили притока фаз в отсутствие в стволе скважины заколонных перетоков. Иначе необходимо использовать методы, способные определить направление перетока (ТМ, КНАМ) и состав перетока (ШС-А,Э).

Системный характер данных исследований заключается в необходимости оценки в околоскважинном пространстве характеристик работы пласта. Чем в большем количестве скважин будут изучены и сопоставлены с гидродинамической моделью характеристики работы продуктивных толщин, тем проще будет настроить модель и давать оптимальные рекомендации на проведение ГТМ или РИР в скважинах, работающих с нарушениями.

**Обеспечение оценок заколонных межпластовых перетоков.** Основной способ выявления и оценки заколонных перетоков флюидов - серия замеров ТМ на режимах (включая статику). Оценивают как видимые изменения градиента термограмм, так и эффекты инверсии в локальном интервале при восстановлении теплового поля к геотермическому [3]. На качественном уровне относительно просто по форме термоаномалий определяют *направление перетока*.

Программы интерпретации таких данных, дающих количественные оценки *расхода перетока*, основаны на решении упрощенного уравнения теплопроводности в скважине, учитывающем как влияние тепловых свойств флюида, вмещающих пород и конструкции скважины, так и эффект теплопереноса, вызванный движением масс флюида при перетоке. Для заколонных перетоков снизу предел чувствительности данной методики с использованием многорежимных записей ТМ – для газа порядка  $500 \text{ н.м}^3/\text{сут}$ , для жидкости порядка  $0.5 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Для заколонных перетоков сверху соответственно: для жидкости критический расход – свыше  $3 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а для газа – свыше  $3000 \text{ н.м}^3/\text{сут}$ .) [3].

Количественные оценки *интенсивности и состава перетока* возможны также с помощью метода спектральной акустической и электромагнитной шумометрии. Обработываются амплитудно-частотные спектры обоих типов шумов, измеренные индивидуально для каждой точки глубинного профиля (исходный результат измерений – волновые картины). По пиковым частотам оценивают шумы, вызванные перетоком (с учетом возможного размера каналов в негерметичном цементном пространстве). По спектрам электромагнитной шумометрии (в сравнении с сигналами акустической спектральной шумометрии) разделяют шумы, вызванные заколонным движением воды, от шумов фильтрации нефти и газа. Кроме того, заколонные движения воды интенсивностью выше 5 м /сут могут быть разделены при использовании прибора, имеющего прямой (50 см) и обратный (25 см) зонд метода наведенной активности по кислороду (типа КНАМ), а также при использовании МВ или ИР (по показаниям НК или ГК), если технологией исследований предусмотрена закачка активированного флюида в скважину с негерметичным ЦК.

Системный характер данных исследований состоит в необходимости выявления заколонных циркуляций (особенно с большими расходами) как можно в большем количестве объектов, где они имеют место. Это позволит своевременно принять меры как по проведению РИР с целью ликвидации выявленных перетоков, так и учесть при гидродинамическом моделировании существующие между залежами массопереносы флюидов.

**Обеспечение оценок фильтрационно-емкостных свойств и энергетики пласта.** Совместно с комплексами ПГИ могут выполняться исследования по методике ГДИС. Результаты этих измерений помогают оценить в скважинах *текущие режимы работы пласта*, его продуктивность, наличие *скин-фактора* (зон кальматации или трещин) в *ближней зоне*, а также выйти на оценку *проницаемости дальней зоны*, *определить пластовое давление*, а при длительном замере даже и *типа резервуара* вокруг скважины. Все это делает технологии ГДИС незаменимыми при мониторинге эксплуатации пласта и скважины.

### 3.3 Методы изучения «приток-состава» в обсаженной скважине

К методам оценки «приток-состава» («потокотметрия») относятся методы ПГИ, предназначенные для определения сугубо эксплуатационных параметров работающих пластов и скважины в целом (расходомерия (РМ), термометрия (ТМ), барометрия (БМ), методы оценки состава в стволе (ВЛ, ПЛ, РИ, ТИ, СОА), шумометрия (ШИ и ШС), а также КНАМ (при определении интенсивности и направления перетока (движения) воды). Данные методы применяются в условиях обсаженных перфорированных скважин с избыточным давлением, режим работы которых обычно включает как динамику, так и статику [3].

В основном модули для оценки «приток-состава» спускают на забой (в зону продуктивных пластов) на геофизическом кабеле или проволоке (автономный прибор) через пространство НКТ, вследствие чего имеют место следующие характеристики аппаратуры: комплексная (число одновременно работающих датчиков до 10-15), малогабаритная (диаметры прибора не более 36-42 мм), термо- и баростойкая (рабочие диапазоны соответственно до 80, 120, 145°C и 40, 60, 80МПа), способная работать на одножильном кабеле, коррозионно-стойкая (к составу продукции), с центраторами (или без), с открывающимся пакером (или без) и др. Для работы АО на устье используют специальные устройства лубрикаторов.

Помимо АО, спускаемого на забой через НКТ, в ряде регионов успешно используют специально разработанные модули ПГИ уменьшенного диаметра, использующие для спуска межтрубное пространство скважин, как правило, оборудованных ШГН. Примером такой аппаратуры является комплекс «АГАТ-28» с модулями методов: расхода («РН-28»), РИ («МРИ-28»), ТМ, МН, ВЛ, ГК, ЛМ. Дополнительной решаемой задачей для указанного комплекса является выявление мест негерметичностей ЭК (по методу РИ) [3].

**Расходомерия механическая** (тахометрия) предусматривает определение скорости движения (расхода) жидкости или газа, поступающих в ствол скважины из пластов или закачиваемых в пласты [3]. Чувствительным элементом механических расходомеров является многолопастная турбинка, обороты вращения которой преобразуются в регистрируемый электрический сигнал. На практике используют беспакерные и пакерные расходомеры, последние – только для измерения потоков жидко-

сти. Регистрацию данных производят либо в непрерывном, либо в поточном (замеры «по точкам») режимах.

Механическая расходометрия является количественным методом определения скорости потока и оценки интенсивности притока (поглощения) в работающих прослоях, хорошо выделяет работающие интервалы в высокодебитных скважинах. При стабильном притоке более 15-20 м<sup>3</sup>/сут. возможно применение механических расходомеров со складными вертушками (например, «Sondex»). Разработаны приборы с более высокой чувствительностью (модуль «Гранат-Р»).

Этот метод является прямым для выделения интервалов притоков в добывающих и интервалов (приемистости) в нагнетательных скважинах, для оценки профилей притока и приемистости в перфорированных интервалах, определения поинтервальных и суммарных дебитов, выявления внутриколонных перетоков.

Измерения выполняют в обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах. Ограничения метода заключаются в недостаточной чувствительности датчиков в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижении точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола. Существуют также ограничения по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или других сужений.

Механическую расходомерию комплексировуют с термокондуктивной и другими методами изучения приток-состава.

Для исключения неоднозначности значение аппаратурного коэффициента обычно уточняют непосредственно по результатам скважинных измерений. Применяют два таких способа калибровочных измерений:

- сопоставление значений дебитов, измеренных в отдельных точках ствола с помощью расходомера, с суммарным дебитом скважины;
- регистрацию в зоне постоянного потока в НКТ серии расходограмм, отличающихся скоростью и направлением записи (в условиях стационарных режимов потока).

Первый способ применяют для фонтанных скважин со стабильным высоким расходом (скорости потока более 0.5-1 м/с).

Второй способ используется в малодебитных скважинах, в которых скорость потока не превышает 0.5 м/с.

Описанный способ не являются высокоточными. Могут наблюдаться расхождения по сравнению с истинными в пределах 20%. Обычно способом контроля качества расходограмм является сопоставление основной и повторной (дублирующей) записей.

Помимо обычных операций в процессе обработки производят построение интегральной расходограммы, характеризующей изменение дебита или расхода по всему интервалу притока (приемистости), а также построение дифференциальной расходограммы, характеризующей величину притока (приемистости) на единицу толщины пласта.

**Расходометрия термокондуктивная** (термоанемометрия ТА) – индикаторный метод для выделения работающих интервалов, основан на применении устройства термоанемометра в качестве индикатора движения и состава флюида [3].

Чувствительным элементом термокондуктивных расходомеров является датчик – резистор, нагреваемый электрическим током до температуры, превышающей температуру среды. Набегающий поток флюида охлаждает датчик, изменяя его активное сопротивление. Непрерывная кривая терморасходометрии представляет собой изменение этого сопротивления. Характеристика преобразования термоанемометра нелинейная, поэтому его чувствительность падает с увеличением скорости потока.

Измеряемая величина – электрическое сопротивление (или перепад температуры). Метод комбинируют с другими методами оценки приток-состава. Метод применяют для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов, установления негерметичности обсадных колонн в работающих и остановленных скважинах для оценки разделов фаз в стволе скважины. Исследования мало информативны при многофазном составе притока.

Ограничением метода является возможность интерпретации данных только на качественном уровне; вследствие сильной зависимости показаний от состава флюидов, направления их движения, температуры среды и мощности нагревателя. Тем не менее, при однородном потоке допускаются приближенные оценки относительных расходов для совместно работающих интервалов.

Основным видом измерений прибора является непрерывная регистрация, дополнительным – измерение в точках. Основное и контрольное (дублирующее) измерения выполняют по всему исследуемому интервалу. При этом: для выделения интервалов притоков или приемистости перфо-

рированных пластов исследуемый интервал включает как эти пласты, так и прилегающие к ним зоны; негерметичность обсадной колонны устанавливают в неперфорированных интервалах ниже лифтовых труб; для выявления перетоков по стволу скважины измерения проводят между перфорированными пластами в остановленной скважине в процессе и после остановки работы скважины.

Критерии качества: воспроизводимость основного и контрольного измерений в зоне отдающих интервалов должна сохраняться по конфигурации и по абсолютным значениям приращений в начале и конце записи на одних и тех же глубинах; вне интервалов перфорации и при нестабильной работе скважины допускается превышение погрешностей флуктуации до двух раз; расходограммы могут не повторяться в нестабильно фонтанирующих или поглощающих скважинах, особенно в скважинах с глубинно-насосной эксплуатацией.

**Барометрия** изучает поведение давления во времени или градиента давления по стволу скважины [3]. Метод применяют для определения значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, оценки плотности и состава неподвижной смеси, оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами оценки приток-состава).

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры, структуры газожидкостного потока.

Измерения выполняют глубинными манометрами, которые подразделяются на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Преобразователи давления могут быть пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), а также струнного и мембранного типов.

Дистанционные приборы метода барометрии должны удовлетворять следующим требованиям: диапазоны измерений – 10; 25; 40; 60 и 100 МПа; чувствительность преобразователей давления – 0.001-0.05 МПа; основная относительная погрешность измерения –  $\pm 0.25\%$  или  $\pm 0.5\%$ .

Прибор (модуль) с датчиками давления комплексируют с другими датчиками методов оценки «притока-состава», а также ГК, ЛМ (для привязки к разрезу).

Регистрацию изменения давления как функции времени производят при флуктуационных измерениях либо при гидродинамических исследованиях пластов (регистрация кривой притока КП, кривых изменения давления – КВД, КВУ и т.п.).

*Метод термометрии* заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей в скважине. Измеряемая величина – температура (разность температур) – в градусах Цельсия (°С).

Естественные тепловые поля обусловлены региональными процессами теплопереноса в недрах Земли. Измерения параметров естественных полей выполняют в неработающих или длительно простаивающих скважинах с целью определения

естественной температуры пород и геотермического градиента, изучения региональных гидрогеологических процессов и пр.

Искусственные тепловые поля связаны с нарушением естественного температурного режима массива горных пород вследствие строительства и ремонта скважин, а также эксплуатации скважин и пластов. Измерения выполняют преимущественно в действующих и кратковременно простаивающих эксплуатационных скважинах, а также в строящихся скважинах в процессе и непосредственно после окончания операций по промывке ствола, цементирования и т.п. Специальным предметом изучения являются искусственные поля в интервалах заколонных перетоков, пластов, дренируемых соседними скважинами и пр. Подобные исследования могут быть выполнены и в неработающих скважинах.

Измерения искусственных полей ведут для: оценки технического состояния обсаженных скважин: определения высоты подъема цемента; выделения интервалов затрубных перетоков; контроля интервалов перфорации; исследований герметичности обсадных колонн и фонтанных труб; сопровождения процесса эксплуатации скважин в комплексе с другими методами определения «приток-состава»: выделения интервалов и профилей притоков и приемистости; установления обводненных интервалов в добывающих скважинах; прослеживания температурного фронта закачиваемых вод; определения интервалов внутриколонных перетоков; контроля за внутрислоевым горением, паротепловым воздействием и термозаводнением [3].

Геотермические исследования проводят только на спуске прибора после пребывания скважины в покое не менее 10 суток. В скважине

-не должно быть перелива, газопроявлений, затрубного движения. При определении естественной температуры необходимо: провести измерения на ряде глубин при неподвижном термометре; выполнить не менее двух повторных измерений по всему стволу с интервалом времени между ними не менее суток.

Следует иметь в виду, что даже при выполнении перечисленных требований в скважине могут наблюдаться локальные аномалии, обусловленные предшествующей работой скважины и вмещающих пластов. В длительно простаивающих бурящихся скважинах такие аномалии характерны для интервалов каверн и поглощающих фильтрат бурового раствора коллекторов. В простаивающих строящихся и эксплуатируемых скважинах аномалии связаны главным образом с предшествующей работой коллекторов, а также с интервалами аномальной теплопроводности. В качестве последних чаще всего выступают глинистые пласты, а также интервалы каверн. Такие аномалии могут сохраняться на термограмме, спустя несколько месяцев или даже лет после возникновения. Они являются основной помехой для выявления и оценки по геотермограмме межпластовых перетоков.

Для определения высоты подъема цемента за обсадной колонной измерения проводят от устья до забоя скважины после затвердевания цемента, но не позже, чем через двое суток после цементирования колонны для нормально схватывающихся цементов и через 15-20 часов для быстросхватывающихся цементов. Оптимальное время исследований для нормально схватывающихся цементов – через 15-30 часов после окончания заливки. Запрещается проведение любых работ в скважине перед измерениями во избежание нарушения температурного режима.

Для определения интервалов перфорации измерения проводят на спуске и подъеме прибора непосредственно после перфорации, захватывая выше интервала перфорации участок глубин протяженностью не менее 50м. Температурная аномалия, образованная горением зарядов перфоратора, «расплывается» в течение 1-2 суток. Эффективность выделения максимальна для бескорпусных перфораторов.

При определении мест негерметичности обсадных колонн и лифтовых труб термометрию комплексируют с методами комплекса оценки «приток-состава» (ПГИ).

В случае хорошей приемистости регистрируют термограммы в процессе закачки в нее воды под давлением, в случае низкой приемистости

– после снижения уровня жидкости в скважине. Выполняют серию измерений: в остановленной скважине (фоновое); после (в процессе) закачки воды в скважину или после снижения уровня в ней.

Измерения в эксплуатационных скважинах ведут одновременно с измерениями других методов ПГИ. Решаемые задачи: выделение интервалов притока и приемистости, определение местоположений отдающих пластов и установление обводненных интервалов в добывающих скважинах, прослеживание температурного фронта закачиваемых вод, определение интервалов перетоков, мест нарушения эксплуатационных колонн и лифтовых труб.

Обязательна выдержка скважины перед выполнением фонового замера в течение не менее одних суток после остановки скважины.

В режиме притока регистрируют серию термограмм (не менее трех), первую из которых – непосредственно после вызова притока, вторую – через 1-1.5 часа после первой, затем через 2-3 часа проводят следующие замеры. Общее время наблюдений за формированием аномалии дроссельного эффекта зависит от дебита скважины и должно быть не менее 10 часов при дебите более 10 м<sup>3</sup>/сут и не менее 20 часов при меньших дебитах.

*Диэлектрическая влагометрия* (диэлектриметрия) основана на изучении относительной диэлектрической проницаемости флюидов в стволе скважины.

Метод чувствителен к содержанию в нефти воды любой минерализации. Наиболее благоприятные условия для выделения обводненных интервалов — начальная стадия обводнения продукции (первые проценты воды в нефти) [46].

Применяют для определения состава флюидов в стволе скважины, выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей, установления мест негерметичности обсадной колонны и при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной или газовой скважине.

При объемных содержаниях воды в продукции свыше 40-60% метод плохо реагирует на дальнейшие изменения влагосодержания. В наклонных скважинах при отсутствии центраторов и пакера датчик прибора реагирует на влагосодержание только у нижней стенки колонны.

Влагометрия комплексруется с другими методами оценки «приток-состава».

Точечные измерения выполняют в тех же точках, что и измерения расходомером, включая аномальные участки, выделенные по результатам непрерывных измерений влагомером. На каждой точке проводят не менее трех измерений с последующим расчетом среднего значения. Для учета структуры потока применяют многодатчиковые влагомеры.

Первичная обработка включает расчет по данным непрерывных и точечных измерений профиля объемного содержания воды в стволе скважины с использованием градуировочной зависимости (без учета температурной поправки и поправок за структуру потока).

**Гамма-гамма плотнометрия («плотностеметрия»)** согласно принятых ГОСТ [3]) основана на изучении плотности флюидов в стволе скважины с помощью гамма-излучения, рассеянного от стационарных (ампульных) источников «мягкого» низкоэнергетического излучения.

Для определения состава (плотности) применяют жидкости в стволе скважины; выявления интервалов и источников обводнения; выявления интервалов притоков в скважину нефти, газа и воды при оценке эксплуатационных характеристик пласта (в комплексе с методами расходометрии и термометрии). Ограничения заключаются в зависимости показаний от состава многофазной продукции, особенно – структуры потока флюида в стволе скважины, а также в необходимости строгого соблюдения правил техники радиационной безопасности.

При неустойчивых режимах работы скважины (пульсирующем, с разделенными структурами многофазного потока и т.п.) воспроизводимость измерений проверяют по записи в зумпфе ствола скважины.

При первичной обработке привязку результатов измерений по глубине и учет естественного гамма-излучения пород производят по кривой ГК, которую регистрируют отдельным каналом плотностемера или модульной сборки.

**Резистивиметрия (РИ)** – основной количественный метод для определения минерализации воды. Индукционная резистивиметрия основана на измерении удельной электропроводности жидкостной смеси в стволе скважины методом вихревых токов, что позволяет производить оценки параметров не контактным, а дистанционным (объемным) способом измерения.

Метод применяют для определения состава флюидов в стволе скважины, выявления в гидрофильной среде интервалов притоков воды (включая притоки слабой интенсивности), оценки солености скапливаемой на

забое воды, установления мест негерметичности колонны, разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий, а также капельной и неточной структур течения для гидрофильной смеси [3].

Прибор комплексируют с другими модулями ГИС-контроля в единой сборке методов оценки «приток-состава».

Непрерывные измерения выполняют на спуске в интервалах перфорированных пластов с перекрытием на 20м прилегающих к ним участков. Повторное измерение выполняют по всей длине исследуемого интервала.

**Токовая резистивиметрия (ТР)** В настоящее время для оценки состава продукции в скважине широко используются современные датчики электрической проводимости типа «FCIT», Schlumberger [3]. Такие датчики предназначены для измерения в очень ограниченном объеме пространства скважины (размер чувствительного элемента «FCIT» зонда «FloView» всего 1мм) удельного электрического сопротивления среды заполнителя ствола, а также оценки истинного объемного содержания компонент потока (разделение воды от углеводородов).

Определение объема всего сечения потока достигается за счет применения в измерительном приборе не одного, а сразу нескольких аналогичных по устройству датчиков.

Применяется токовый (контактный) резистивиметр и в некотором отечественном АО (например, в «СГДК»), где с помощью датчика в газовых обводняющихся скважинах в стволе может быть выделен приток жидкого газового конденсата из отдельных газоносных толщин).

### **3.4 Планирование и организация системы мониторинга разработки месторождения**

Одной из целей системных исследований пластов и скважин является учет уже полученных ранее результатов ПГИ-ГДИС при составлении программ последующих исследований. Таким образом, оптимально, если в сервисном и на добывающем предприятиях при планировании новых исследований действует эффективная обратная связь, учитывающая результаты ПГК как в конкретных скважинах, так и с учетом всей системы геомониторинга. Основным условием осуществления системного контроля является наличие согласованного плана исследований между проектирующими, добывающими и геофизическими организациями. Этим

планом предусматривается система мероприятий, содержащая четкую формулировку задач по контролю, способы их решения, периодичность исследований. Многообразие особенностей геологического строения месторождений, типов залежей, систем разработки исключает возможность единого подхода при планировании системных исследований.

Выбор скважин для проведения комплексов ПГИ-ГДИС осуществляется с учетом особенностей распределения коллекторов и типов разрезов, расположения нагнетательных скважин, доступности скважин для исследований. Так, для исследования глубинными приборами доступны в основном фонтанные и газлифтные скважины, а скважины с ЭЦН и ШГН требуют определенной корректировки в конструкции ГНО.

В ГС стандартный комплекс ПГИ малоэффективен и требует привлечения специальных технических и технологических средств.

Опорная сеть скважин выбирается в зависимости от задачи, для решения которой она используется, и может меняться во времени и по площади. Периодичность исследований для каждой залежи может отличаться и устанавливается по результатам, которые были получены для сходных месторождений или имеющегося объема информации. Периодичность исследований во времени, в зависимости от сложностей геологического строения, может меняться. Планирование комплексного контроля разработки промысловыми и геофизическими методами производится в соответствии с техническим заданием утвержденных в установленном порядке проектных технологических документов, проектной организацией, добывающей компанией и ее территориальными производственными предприятиями.

Разработчики технического задания обязаны принимать непосредственное участие в контроле за выполнением их требований по различным направлениям исследований, равно как и супервайзерская служба добывающей компании. Работы по промыслово-геофизическому контролю разработки на месторождении организуются территориальными производственными предприятиями добывающей компании (ТПДН). Для проведения как скважинных, так и лабораторных исследований, помимо подразделений добывающей компании, могут привлекаться на условиях подряда специализированные сервисные организации («исполнитель», «подрядчик»), имеющие лицензию Госгортехнадзора на право ведения соответствующего вида деятельности и удовлетворяющие по качеству исследований «заказчика» работ.

Перед началом выполнения ПГИ сервисная компания должна получить от «заказчика» надлежащим образом оформленную заявку на исследования скважины с указанием всей необходимой для подготовки к исследованиям информации. При отсутствии каких-либо данных, предусмотренных в форме заявки, сервисная компания имеет право потребовать от заказчика их оперативного предоставления и задержать начало выполнения ПГИ. Если заявка была принята без предоставления в ней полной информации об объекте, сервисная компания сама несет ответственность за правильность выполнения ПГИ.

Работы по ГИС-ПГИ-ГДИС-ПВР должны проводиться в присутствии представителя «заказчика». Кроме того, к указанным мероприятиям может привлекаться оборудование или персонал (для вспомогательных работ) «заказчика», если это оговорено технологией полевых работ (при этом общее руководство совместных работ возлагается на «исполнителя», а привлекаемые работники должны пройти необходимый инструктаж по безопасному ведению работ).

Все работы, связанные с повышенной опасностью при пользовании недрами, проводятся на основании лицензий на соответствующий вид деятельности.

Представитель «заказчика» вправе потребовать от «исполнителя» строгого выполнения требований по обеспечению безопасности работ на скважине, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, промышленной санитарии, а при необходимости – запретить дальнейшее выполнение ГИРС. Аварийные ситуации разрешаются при взаимодействии «исполнителя» геофизических работ с «заказчиком» согласно условиям договорных документов с привлечением технических средств обеих.

Полученные при исследованиях первичные материалы ПГИ, ГДИС, ГИС являются собственностью добывающей компании («заказчика») и не могут использоваться или тиражироваться без разрешения компании.

**Обработка данных** выполняется исключительно на компьютерах с документированием результатов как в цифровом виде, так и при необходимости на бумажных носителях («твердые копии»). Количество экземпляров материалов исследований, передаваемых «исполнителем» (или «соисполнителем») работ на бумажных носителях, предварительно согласовывается с заказчиком.

Применяемые при обработке и интерпретации программные средства должны быть многократно адаптированы, заранее согласованы с «за-

казчиком» и супервайзером компании, иметь лицензионное удостоверение (например, выданное в РосАПО, РосПатент и т.п.) или быть сертифицированным в ГосОрганах РФ.

Не допускается применение устаревшего программного обеспечения, не обеспечивающего сохранение конечных результатов в общепринятых стандартных форматах. Документирование цифровых массивов и результатов интерпретации по методам ПГИ-ГДИС в обязательном порядке производится в базе данных ГДИС-ПГИ).

Окончательное заключение о полноте и качестве передаваемых «казачику» результатов выполненных ПГИ-ГДИС может быть выдано супервайзерской службой добывающей компании, либо специализированным подразделением компании, ответственным за анализ и обобщение материалов (в том числе и накопленных в БД) с целью обоснования и информационного обеспечения «Проекта разработки» или другого проектного документа по месторождению.

Стандартное заключение по результатам комплекса ПГИ-ГДИС (направленных на решение задач оценки характеристик работы пластов и скважины) должно содержать данные о:

- интервалах притока (отдельно по каждой фазе);
- параметрах работы фильтра (работающих толщинах);
- профилях притока (приемистости) жидкости или газа;
- пластовом давлении;
- величине депрессии (репрессии);
- гидропроводности, текущей проницаемости, фазовой продуктивности;
- неоднородности объекта эксплуатации (скин-факторе, степени вскрытия);
- плотности флюидов в стволе скважины и объемной доле каждого флюида в смеси, заполняющей ствол скважины.

При оценке результативности ГТМ в заключение необходимо отразить как результаты определения эксплуатационных характеристик пласта, так и эффективность проведенных мероприятий по интенсификации: прирост дебита (удельного дебита), порядок изменений скин-фактора, степени вскрытия, восстановления проницаемости в ближней зоне пласта, параметры трещины ГРП и т.п.

## 4 ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН И НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

*Моделирование газогидродинамических процессов в прискважинной зоне.* При вскрытии скважиной более одного блока сетки и в случае заданного дебита дебит между блоками распределяется пропорционально подвижности фазы и разности давлений между блоком сетки и стволом скважины. Такое распределение особенно важно в продуктивных пластах с малыми связями, когда изменения давления по пластам могут существенно отличаться.

В определенных ситуациях депрессия в одном слое может иметь противоположный знак к депрессии в других вскрытых слоях. В этом случае возникает переток между слоями продуктивного пласта через ствол скважины. Ограничения материального баланса соблюдаются в пределах ствола скважины таким образом, чтобы смесь фаз, текущих вне ствола скважины, соответствовала средней фазовой смеси внутри ствола скважины. Средство моделирования перетока в зависимости от организации программы модели может иметь место либо отсутствовать.

Для течений в скважине с малыми расходами или для коротких вскрытых интервалов задачи в призабойной зоне и в стволе скважины могут решаться независимо.

Для течений в скважине с большими расходами и для достаточно протяженных вскрытых интервалов (например, для горизонтальных скважин) эти две задачи могут быть взаимосвязанными. Действительно, для добывающей скважины приток пластового флюида зависит от давления в стволе скважины. В то же время разность давлений в разных участках скважины может зависеть от скорости течения, т. е. быть связана с притоком. В этих случаях фильтрационная программа должна включать взаимосвязанный расчет течения в пласте и течения в скважине.

Как в призабойной зоне скважины, так и для течения в стволе могут нарушаться основные предположения фильтрационной модели, справедливые для пластовых условий в промежутках между скважинами. Например, при значительном выделении газа (для нефтяных залежей) или конденсата (для газоконденсатных залежей) может быть необходим более точный учет фазовых превращений вблизи или внутри скважины. С другой стороны, при высоких скоростях потока могут сказываться не-newтоновские свойства флюида, что приводит к необходимости модифицировать фильтрационный закон.

## 4.1 Классификация методов воздействия на прискважинную зону пласта

Все методы воздействия на прискважинную зону пласта (ПЗП) основаны на знании физико-химических процессов, происходящих в пластах при вскрытии их бурением и при разработке залежей [6, 9].

В зависимости от доминирующих концепций и эффективности применения методов в различных регионах разработано значительное количество классификаций.

Для примера, ниже, излагается классификация методов (с некоторыми изменениями), предложенная Л.Х. Ибрагимовым, И.Т. Мищенко и Д.К. Челоянцем (2000), где авторы разделяют существующие методы на три большие группы.

1. Методы воздействия на прискважинную зону в процессе строительства скважин и вскрытия продуктивных пластов, приводящие к ухудшению их ФЭС.
2. Методы воздействия по интенсификации притока или увеличения приёмистости скважин.
3. Методы воздействия с целью ограничения и изоляции водопритоков.

В таблицах 4.1, 4.2 и 4.3 приведены классификации методов интенсификации притоков и водоизоляционных работ.

Таблица 4.1.

### Применение ранговой классификации для оценки влияния совокупностей факторов на выбор объектов для интенсификации притоков

Совокупность критериев	Коэффициент Чупрова, T	$\chi^2$ , квадратическая сопряженность
$\alpha_{nc} - K_n$	0.67	134.01
$\alpha_{nc} - S$	0.73	159.39
$\alpha_{nc} - V_{ц}$	0.65	127.37
$K_n - S$	0.74	166.18
$K_n - V_{ц}$	0.72	154.15
$S - V_{ц}$	0.27	80.22

Таблица 4.2.

## Методы интенсификации притоков нефти и газа

Гидромеханические	Физико-химические	Термические	Комбинированные
1. Гидроразрыв пласта (ГРП)	1. Кислотные обработки соляной и глино-кислотами, сульфаминовой, азотной и др. смесями на водной, спиртовой или кетоновой основах	1. Электропрогрев ПЗП	1. Термокислотная обработка
2. Гидропескоструйная перфорация (ГПП точечная и щелевая (ГППЩ))	2. Применение нефтерастворимых растворителей, спиртов, гликолей, кетонов	2. Паротепловая обработка	2. Термогазохимическое воздействие (ТГХВ)
3. Создание управляемых циклических депрессий	3. Применение водонептерастворимых ПАВ	3. Импульсно-дозированное тепловое воздействие	3. Гидрокислотный разрыв пласта
4. Волновые и вибрационные методы	4. Обработка ПЗП ингибиторами солеотложений (комплексоны, сульфосоединения, этиленгликоли)	4. Пороховые генераторы и аккумуляторы давлений скважинные	4. Повторные перфорации в растворах ПАВ, агрессивных средах и при закачанной в пласт кислоте
5. Импульсионное воздействие	5. Обработка буровых растворов хим. реагентами	5. Горение в пласте	5. ГПП и ГППЩ с сохранением проницаемости пласта
6. Декомпрессионная обработка	6. Применение водо- и нефтерастворимых полимерных соединений	6. Горюче-окислительные смеси (ГОС)	6. Термоакустическое воздействие
7. Кавитационно-волновое воздействие	7. Кислотно-щелочные и метанольно – щелочные обработки		7. Электрогидравлическое воздействие

Продолжение таблицы 4.2.

Гидромеханические	Физико-химические	Термические	Комбинированные
			8. Волновые и циклические воздействия
			9. Кислотные обработки с применением циклических методов (струйные аппараты)
			10. Гидрокислотный разрыв пласта
			11. Разрыв пласта порохowymi газами в кислотной среде

Таблица 4.3.

### Методы ограничения водопритоков в скважины

Селективные	Неселективные	Осадкообразующие
1. Закачивание углеводородных жидкостей высокой вязкости (мазут окисленный, битум и т.д.)	1. Закачивание цементных растворов на водной основе	1. Закачивание осадкообразующих составов на основе силиката натрия и сульфатсодержащих соединений
2. Закачивание гидрофобизаторов	2. Закачивание закупоривающих суспензий	2. Закачивание водных растворов силиката натрия и хлорида кальция
3. Закачивание цементных растворов на углеводородной основе	3. Закачивание водорастворимых полимерных растворов	3. Закачивание твердеющих составов на основе поливиниловых спиртов и силикатов натрия
4. Закачивание гелевых составов на основе кремнийорганики	4. Закачивание двух и трёхфазных пен	

Селективные	Неселективные	Осадкообразующие
5. Составы на основе, пролифинилэтоксисилоанов, силиконатов натрия и этилсиликатов	5. Закачивание вязкоупругих систем (ВУС)	
6. Составы на основе отходов нефте – и лесохимического производства	6. Закачивание водонефтяных гидрофильных эмульсий	
7. Закачивание водонефтяных гидрофобных эмульсий		

## 4.2 Геолого – геофизические критерии выбора объектов интенсификации притоков нефти и газа

Основным критерием при выборе объектов интенсификации притоков является наличие достоверной геолого-промысловой информации, полученной в процессе их испытания, как в открытом стволе, так и в обсаженной скважине, а также их сопоставляемость с результатами интерпретации материалов геофизических исследований скважин.

Анализ геолого-промысловых условий вскрытия и возбуждения пластов, физико-литологических свойств коллекторов, а также свойств объекта испытания по материалам ГИС позволил выделить основные планировании работ по интенсификации притоков нефти из факторы при продуктивных отложений неокома на месторождениях Западной Сибири.

1. Значение геофизического параметра  $\alpha_{nc}$ .
2. Степень нефтенасыщенности коллекторов –  $K_n$ .
3. Наличие скин-эффекта (зоны проникновения) в прискважинной зоне пласта – S.
4. Объем карбонатно-глинистого цемента –  $V_{ц}$ .
5. Минералогический состав глинистого материала.
6. Начальная продуктивность скважины.

Анализ результатов гидродинамических методов исследований разведочных скважин месторождений Среднеобской нефтегазоносной области показал наличие скин-эффекта в прискважинной зоне пласта. При испытании малодобитных непереливающих скважин скин-эффект мож-

но обнаружить в процессе опробования пласта пластоиспытателями на трубах. При сопоставлении результатов испытания объектов в открытом стволе и в обсаженной скважине видно, что значения параметров пласта, найденные по результатам испытания объекта в колонне, ниже, чем параметры, определенные при испытании в открытом стволе.

Учитывая такое снижение связи пласта со скважиной, можно предположить: если во время его испытания при помощи КИИ приток незначителен, то при испытании данного объекта в обсаженной скважине можно не получить притока пластового флюида без дополнительных затрат и времени при условии, что объект в открытом стволе испытывался при соблюдении технологического режима, необходимого для данного типа коллектора.

На объекты с прискважинной зоной пласта с повышенной проницаемостью необходимо планировать методы интенсификации, способствующие увеличению первоначальной проницаемости пласта. При отсутствии таких данных скин-эффект рекомендуется выявить по результатам ГИС (наличие зоны проникновения).

Значение геофизического параметра  $a_{nc}$  определяется по материалам ГИС.

Коэффициент нефтенасыщенности определяется также по материалам геофизических исследований по вышеприведенной методике.

Объем глинистого цемента можно определить из корреляционных зависимостей, выявленных Е.И. Леонтьевым (1975) и В.Х. Ахияровым (1981), а его минералогический состав – по данным рентгеноструктурного анализа.

Для выяснения наиболее тесно связанных факторов, оказывающих максимальное влияние на выбор объектов для интенсификации притоков, проводится ранговая классификация (Мирзаджанзаде А.Х., 1977).

Выяснилось, что максимальное влияние на выбор объекта и способа интенсификации притоков будут иметь параметры в совокупности (по степени убывания):  $K_n - S$ ;  $\alpha_{nc} - S$ ;  $K_c - V_n$ ;  $\alpha_{nc} - K_n$  (таблица 4.3).

**Интенсификация притоков из низкопроницаемых нефтенасыщенных коллекторов.** Наиболее распространённым методом интенсификации притоков из низкопроницаемых коллекторов являются кислотные обработки ПЗП. Об этом свидетельствуют многочисленные научные публикации отечественных и зарубежных исследователей.

Лабораторные исследования показали достаточно высокую эффективность воздействия соляно-кислотных и глино-кислотных отработок на проницаемость кернов из нефтяных месторождений Западной Сибири. В про-

цессе исследований изучалось не только изменение проницаемости, но и минералогического состава цементирующего материала. Положительные результаты лабораторных исследований позволили провести работы по обработке ПЗП стандартными кислотными растворами в скважинах.

В процессе проведения соляно-кислотных обработок ПЗП пласта АВ<sub>2</sub><sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения в ПО Нижневартовскнефтегаз получены следующие результаты. Так на скв. 3985 до проведения СКО дебит составлял 4,5 т/сут, после обработок скважина в течение месяца работала с дебитом 52 т/сут, затем дебит снизился до 5 т/сут.

### **4.3 Эффективность применения методов ОПЗ на месторождениях Западной Сибири**

В 2006г на добывающем фонде скважин месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» проведено 68 мероприятий по физико-химическому воздействию с целью очистки прискважинной зоны (ОПЗ). В 2 случаях из 68 при проведении обработок ПЗП использовалась технология ГКО, а в остальных случаях (66 скв-опер. и 97%) – технология НПП «Гелий». Последняя технология на месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз» успешно применяется с 2000 г., и за 7 лет с ее использованием проведено 598 обработок (11% мероприятий выполнили в 2006г).

В результате ОПЗ, проведенных на месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз» в 2006 г., дополнительно получено 47717 т нефти, удельный эффект составил 701.7 т/скв-опер. (таблица 4.4). Технологическая успешность проведенных мероприятий по ОПЗ – 100%. Для большинства операций эффект от обработок продолжается, в среднем продолжительность эффекта в 2006 году составила 4 месяца.

Соотношение по количеству скважино-операций составляет 49% – в бездействии, 51% – действующие. Однако, дополнительная добыча от операций, проведенных на действующем фонде в 1.8 раз больше (30851т), чем выполненных на скважинах при выводе из бездействия, пьезометра или консервации (16866т).

Наибольшая дополнительная добыча нефти от проведения ОПЗ наблюдается на скважинах № 1022 Локосовского (8364 т) и № 332 Поточного (4895т) месторождений. При этом в первом случае скважина на момент проведения ОПЗ находилась в действующем фонде и прирост деби-

та нефти и жидкости составил 25.5 т/сут и 21.4 т/сут, соответственно, а снижение обводненности равно 55%. На второй скважине (№ 332) операция ОПЗ выполнялась при выводе из бездействия, и прирост дебита нефти и жидкости составил 20.1 т/сут и 28.6 т/сут, соответственно.

На каждой из этих скважин помимо проведения мероприятий по очистке ПЗП проводилась смена насоса с ШГН на ЭЦН (такие смены проводились также еще на 23 скважинах).

Таким образом, такая высокая эффективность от проведения ОПЗ включает в себя дополнительную добычу от работ по проведению мероприятий по оптимизации работы скважинного оборудования.

В результате проведенных 18скв-операций ОПЗ в 2006 году на Нивагальском месторождении было получено 6163 т (342.4т/скв-опер) дополнительно добытой нефти. Все обработки выполнялись на объектах АВ1/3 (13скв-опер.) и АВ1-2 (5скв-опер.). Технологическая эффективность на объекте АВ1/3 составила 5162т (397т/скв-опер.), на объекте АВ1-2 – 1001 т (200.2т/скв-опер.).

Из 18 ОПЗ 17 было выполнено по технологии НПП «Гелий», а одна обработка – по технологии ГКО.

При этом 56% обработанных скважин на момент проведения ОПЗ находились в бездействии. Однако, дополнительная добыча, полученная на действующих скважинах составила 70% от общего количества дополнительно добытой нефти на месторождении в 2006 году.

Технологическая эффективность от 17 скв-операций, выполненных на Урьевском месторождении в 2006 г. равна 10216т (600.9т/скв-опер). Количество ОПЗ на скважинах в бездействии составляет 8скв-опер., на действующих скважинах – 9скв-опер. Распределение же объемов дополнительно добытой нефти неравномерно. Технологический эффект от ОПЗ, проведенных на действующих скважинах больше в 1.7 раз величины дополнительной добычи, полученной на скважинах, выведившихся из бездействия.

В 2006 г на Южно-Покачевском месторождении было выполнено 13 скв-опер. по воздействию на ПЗП. Эффект от проведенных ОПЗ составил 5712т нефти (439.4т/скв-опер.). Все проводимые мероприятия выполнялись на группе объектов АВ: Дополнительная добыча распределилась следующим образом: АВ<sub>1</sub> – 521 т (521т/скв-опер.), АВ<sub>1,2</sub> – 1281т (427т/скв-опер.), АВ<sub>2</sub> – 3910т (434т/скв-опер.). Все ОПЗ проведены по технологии НПП «Гелий».

Таблица 4.4.

## Изменение технологических показателей после ОПЗ (ГДИС)

№ п/п	Месторождение	Скважина	Пласт	Технологические показатели до ГТМ				Технологические показатели после ГТМ				Прирост показателей				Доп. добыча, т
				Qн, т/сут.	Qж, т/сут.	Fv, %	Qн, т/сут.	Qж, т/сут.	Fv, %	Qн, т/сут.	Qж, т/сут.	Fv, %	Qн, т/сут.	Qж, т/сут.	Fv, %	
1	Урьевское	5258л	БВ6	2,0	7,6	73,7	2,3	10,1	76,9	0,3	2,5	3,2	27			
2	Ниватальское	3072	АВ1/3	0	0	0	0,8	4,4	82,9	0,8	4,4	82,9	197			
3	Ниватальское	1283	АВ1/3	0	0	0	0,6	1,2	45,5	0,6	1,2	45,5	24			
4	Южно-Покачевское	3417	АВ1-2	3,7	4,0	7,1	11,6	12,8	9,0	7,9	8,8	1,9	1138			
5	Поточное	332	АВ1	0	0	0	20,1	28,6	29,5	20,1	28,6	29,5	4895			
6	Южно-Покачевское	6837	АВ2	0	0	0	0,4	11,7	96,3	0,4	11,7	96,3	103			
7	Локосовское	642	БВ6	1,1	7,0	84,2	7,1	24,7	71,4	6,0	17,7	-12,8	1020			
8	Локосовское	1022	АВ2	2,6	20,3	87,4	28,1	41,7	32,6	25,5	21,4	-54,8	8364			
9	Поточное	456	БВ6	1,9	39,2	95,2	6,9	76,9	91,0	5,0	37,7	-4,2	1326			
10	Поточное	195	АВ1	0,7	2,1	67,8	5,5	56,6	90,2	4,9	54,5	22,5	1537			
11	Южно-Покачевское	2777	АВ2	2,9	21,6	86,4	6,6	47,9	86,2	3,7	26,2	-0,3	672			
12	Южно-Покачевское	3482	АВ1-2	1,9	6,5	71,4	1,8	6,7	72,8	0,0	0,2	1,4	23			
13	Лас-Еганское	31876	АВ1	0	0	0	3,9	14,4	72,7	3,9	14,4	72,7	541			
14	Южно-Покачевское	3452	АВ2	0	0	0	2,4	12,4	80,7	2,4	12,4	80,7	377			
15	Лас-Еганское	3174	АВ1-2	0	0	0	0,5	8,0	94,2	0,5	8,0	94,2	62			
16	Локосовское	151	АВ2	0,7	6,2	88,7	6,2	86,6	92,9	5,5	80,4	4,1	1595			
17	Южно-Покачевское	2842	АВ1	1,1	21,7	95,1	4,1	60,2	93,2	3,0	38,5	-1,9	521			
18	Южно-Покачевское	3267	АВ2	0,8	30,6	97,5	6,4	39,3	83,8	5,6	8,6	-13,7	540			
19	Поточное	516	АВ1	0	0	0	18,2	67,2	72,9	18,2	67,2	72,9	2955			

Основной объем ОПЗ выполнен на действующих скважинах (69%), и соответственно эффект от проведенных операций составил 5102т (566.9т/скв-опер.). Четыре очистки ПЗП проведены при выводе скважин из бездействия, и количество дополнительно добытой нефти составило 610т (152.5т/скв-опер.).

Дополнительная добыча нефти в 2006 г на Поточном месторождении от проведенных 11 ОПЗ составила 12759т (1159.9т/скв-опер.). В 55% случаев операции выполнялись при выводе скважины из бездействия. Однако, технологический эффект от этих обработок в 2.3 раза больше величины дополнительно добытой нефти от проведенных ОПЗ на действующих скважинах.

Основное количество ОПЗ проводилось на объекте АВ<sub>1</sub> (82%), и величина эффекта от мероприятий на данном пласте составила 11309т (1256.5т/скв-опер.). Остальные операции по очистке ПЗП (2 скв-опер.) приходятся на объект БВ<sub>6</sub> Поточного месторождения (1450т, 725т/скв-опер.).

Все ОПЗ проведены по технологии НПП «Гелий».

В результате 6 скв-операций, выполненных на Локосовском месторождении в 2006 году, было получено 12184т (2030.7 т/скв-опер.) дополнительно добытой нефти. Все мероприятия по очистке ПЗП проводились по технологии НПП «Гелий».

После проведения на 4-х действующих скважинах ОПЗ, было получено 11160т дополнительно добытой нефти (2790.0т/скв-опер.), а эффект от ОПЗ, которые выполнялись при выводе скважин из бездействия (2 скв-опер.) составил 1024т (512.0т/скв-опер.).

Объектами проведения операций послужили два пласта: АВ<sub>2</sub> (2 скв-опер.) и БВ<sub>6</sub> (4 скв-опер.). Но, значение технологического эффекта от обработок на объекте АВ<sub>2</sub> составило 9959т (4979.5т/скв-опер.), когда величина дополнительно добытой нефти на объекте БВ<sub>6</sub> равна 2225т (556.3т/скв-опер.).

На Лас-Еганском месторождении в 2006 г было выполнено всего три скв.-операции. Эффект от проведенных операций составил 683т. При этом использовалась единая технология: НПП «Гелий». Все проведенные обработки выполнялись при выводе скважины из бездействия. Объектами ОПЗ являлись группа пластов АВ: Распределение объемов дополнительной добычи по пластам следующая: пласт АВ<sub>1</sub> – 541т (541т/скв-опер.); пласт АВ<sub>1-2</sub> – 142т (71т/скв-опер.).

Несмотря на небольшое количество проведенных мероприятий на Поточном и Локосовском месторождениях (11скв-опер. и 6 скв-опер., со-

ответственно), наибольшая удельная эффективность оказалась на этих месторождениях (рисунок 4.1).

Наиболее высокие значения дополнительной добычи отмечаются на объектах АВ<sub>1</sub> Поточного месторождения (11309т), АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> Нивагальского (5162т) и Урьевского (9918т) месторождений и АВ<sub>2</sub> Локосовского (9959т) месторождения.

Таким образом, в процессе проведения мероприятий по ОПЗ получены следующие результаты:

- за счет физико-химического воздействия дополнительно получено 47717 т нефти, удельный эффект составил 701.7 т/скв-опер.;
- технологическая успешность проведенных мероприятий по ОПЗ – 100%;
- продолжительность эффекта – в среднем 4 мес. Для большинства операций эффект от обработок продолжается;
- наибольшая дополнительная добыча нефти от проведения ОПЗ наблюдается на скважинах № 1022 Локосовского (8364т) и № 332 Поточного (4895т) месторождений. При этом обводненность в первом случае (действующая скважина) снизилась на 55%, во втором – при выводе из бездействия, прирост обводненности составил 30%.

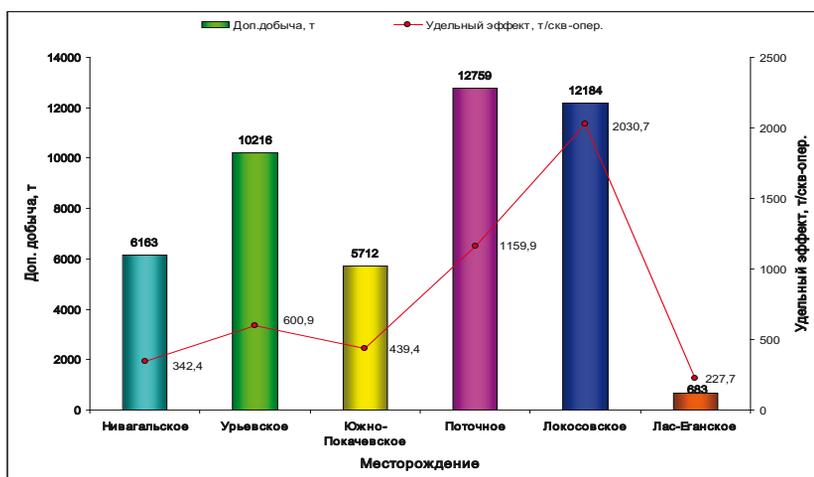


Рисунок 4.1- Распределение количества дополнительной добычи нефти и удельной эффективности ОПЗ на месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз» в 2006 г

#### 4.4 Геолого – геофизическое обоснование выбора объектов и способов интенсификации притоков

Исследования ученых в области изучения процессов, происходящих в прискважинной зоне пластов при вскрытии их бурением, а также результаты испытания скважин в открытом стволе и в эксплуатационной колонне позволили геолого-геофизическую модель объекта превратить в трехмерную [6,9]. В обобщенном виде она представлена в таблицах 4.5, 4.6.

Трехмерная модель включает в себя три группы признаков:

- фильтрационно- емкостные свойства коллекторов;
- степень подвижности связанной воды и остаточной нефти и нефтенасыщенность по высоте залежи;
- состояние прискважинной зоны пластов при вскрытии их бурением, а также в обсаженном стволе в процессе испытания.

Таблица 4.5.

#### Обобщенная характеристика элементарных ячеек матрицы трехмерной модели геологического объекта исследования прискважинной зоны пласта

Класс коллектора	$\alpha_{пс}$	ФЕС по ядру		Характеристика переходной зоны по ГИС		Вскрытие пластов бурением. Влияние типов буровых растворов на свойства ПЗП											
						На водной основе			На минеральной основе			На углеводородной основе			На полимерной основе		
						поГИС		ИП	поГИС		ИП	поГИС		ИП	поГИС		ИП
						D/d	рп, Ом'м	Скин	D/d	рп, Ом'м	Скин	D/d	рп, Ом'м	Скин	D/d	рп, Ом'м	Скин
Высокопроницаемый	>0,7	15-30	150	5-6	15-20	6-8	Увеличение	+	Нет данных	Снижение	-	Нет данных	Увеличение	-	4	Увеличение	+
Среднепроницаемый	0,5-0,7	12-25	50-150	4-5	20-25	2-4	«	+	«	«	-	«	«	-	2	«	+
Низкопроницаемый	<0,5	8-20	50	3-4	25-30	>2	«	+	«	«	-	«	«	-	Отс.	«	+

Таблица 4.6.

**Выбор способа воздействия на продуктивные пласты  
в зависимости от литологического типа коллекторов  
и степени их нефтенасыщенности**

Литологические типы коллекторов	$\alpha$ пс	Зоны насыщения по высоте нефтяной залежи, (толщины, м)				«Г»	
		«а», м	«б», м		«в», м		
			«б <sub>1</sub> »	«б <sub>2</sub> »	«в <sub>1</sub> »		«в <sub>2</sub> »
Высокопроницаемые	>0,7	-					
			20	5	8	12	
Среднепроницаемые	0,7-0,5	-					
			20	8	10	17	
Низкопроницаемые	<0,5	-					
			24	12	15	19	

«а» - водонасыщенная зона;  
«б» - зона остаточной нефтенасыщенности;  
«б<sub>1</sub>» - нижняя часть зоны остаточной нефтенасыщенности;  
«б<sub>2</sub>» - подзона возможного получения притоков нефти;  
«в» - зона недонасыщения углеводородами;  
«в<sub>1</sub>» - подзона возможного течения диффузных слоев связанной воды;  
«в<sub>2</sub>» - верхняя часть зоны недонасыщения;  
«г» - зона предельного насыщения углеводородов;

 - водозащитные работы при получении признаков нефтеносности;  
- гидрофобизация с целью получения признаков;  
- кислотная обработка с последующей гидрофобизацией для уточнения положения ВНК;  
- обработка кислотно-щелочными растворами и порово-трещинных коллекторов ГРП;  
- обработка растворами электролитов, ПАВ.

□ Основной концепции выбора объектов и способов интенсификации притоков является строение залежей нефти по высоте, изучение которого позволило снизу в верх выделить следующие зоны по степени нефтенасыщения:

- А – водонасыщенную;
- Б – остаточной нефтенасыщенности;
- В – недонасыщения;
- Г – предельной нефтенасыщенности.

Проведенные в дальнейшем исследования позволили зону «В» разделить на две подзоны. Над ВНК выделена подзона «В<sub>1</sub>», а выше ее – под-

зона «В<sub>2</sub>». Ниже ВНК в подзоне «Б» также выделяются две подзоны «Б<sub>1</sub>» и «Б<sub>2</sub>» [6,9,10].

Условия эффективного применения концепции выбора объекта и способа интенсификации притоков нефти из пласта еще на стадии геологоразведочных работ предопределяются тем, что:

- на отдельном месторождении или группе сходных по своему геологическому строению месторождений или по региону в целом накоплен определенный опыт работ по освоению скважин, а при его отсутствии имеются первоначальные результаты опробования объекта;
- границы эффективного применения того или иного способа применительно к особенностям геологического строения объекта воздействия при отработанной технологии известны, могут быть проверены путем эксперимента или взяты с определенной долей условности по аналогии;
- при планировании любых мероприятий по доосвоению объекта воздействия при отработанной технологии известны, могут быть проверены путем эксперимента или взяты с определенной долей условности по аналогии;
- при планировании любых мероприятий по доосвоению объекта опробования или интенсификации притока повторной переинтерпретации подлежат материалы ГИС и керна для определения удельного электрического сопротивления, коэффициента нефтенасыщения и соответствия объекта опробования зоне залежи, а также высоко-, средне- или низкопроницаемым коллекторам.

Для выбора способа интенсификации притока применительно к продуктивным коллекторам осадочного чехла месторождений Западной Сибири необходимо:

- по данным ГИС найти значение геофизических параметров  $\alpha_{nc}$  и  $\rho_n (K_n)$  объекта испытания;
- при известном положении ВНК определить превышение объекта испытания над ним;
- при отсутствии данных о положении ВНК определить коэффициент нефтенасыщенности по параметру насыщения по данным ГИС;

Полученные данные сопоставить с данными таблицы 4.6 и в зависимости от того, какой зоне залежи и какому классу коллекторов соответствует объект, – выбрать способ интенсификации притока.

Для продуктивных коллекторов осадочного чехла месторождений Западной Сибири оптимальными объектами работ по увеличению притоков из зон предельного нефтенасыщения и верхней части зоны недонасыщения залежей будут:

- воздействие водным раствором хлорида кальция 2-3 %-ной (мас.) концентрации на прискважинную зону объектов, имеющих значение амплитуды собственной поляризации  $\alpha_{nc} > 0,7$ , т.е. на высокопроницаемые коллекторы;
- воздействие кислотными, глинокислотными растворами на прискважинную зону объектов, имеющих значения амплитуды собственной поляризации  $\alpha_{nc} = 0,5-0,7$  т.е. на коллекторы средней проницаемости.

Разработаны также конкретные способы воздействия для случая, когда объект испытания расположен в непосредственной близости к ВНК (таблица 4.7).

Таблица 4.7.

**Границы эффективного применения различных способов воздействия на прискважинную зону пласта в непосредственной близости к ВНК**

Местоположение объекта испытания	Фильтрационные свойства коллекторов	Характеристика объекта испытания			Способ последовательного воздействия на ПЗП				
		$\alpha_{nc}$	$\rho, \text{ Ом}$	Превыш. Над ВНК -, +, м	1*	2	3	4	5
Нижняя часть зоны недонасыщения	Высокопроницаемый	0,7	5,2	+8	-	+	+	+	-
	Среднепроницаемый	0,5-0,7	4,8	+10	-	+	+	+	-
	Низкопроницаемы	0,5	4,0	+15	-	+	+	-	+
Верхняя часть повышенного содержания остаточной нефти	Высокопроницаемый	0,7	5,2	-5	+	-	-	-	-
	Среднепроницаемый	0,5-0,7	4,8	-8	+	-	-	-	-
	Низкопроницаемы	0,5	4,0	-12	+	-	-	-	-

Примечание:

1. Освоение при высокой забойной депрессии в сочетании с форсированными отборами с целью подтверждения характера насыщения.
2. Освоение при забойной депрессии до 3,5 МПа с целью получения притока нефти при отсутствии скин-эффекта в прискважинной зоне.
3. Освоение при высокой забойной депрессии в сочетании с форсированными отборами с целью существенного увеличения притока нефти в случае, когда при первоначальном опробовании получен приток пластовой воды с небольшим содержанием нефти.
4. Воздействие на прискважинную зону кремнийорганическими соединениями с целью подавления течения связанной воды, ликвидации притоков подошвенных вод, зональных и межпластовых перетоков и получения промышленного притока нефти.
5. Воздействие на прискважинную зону с целью получения притока нефти и подтверждения характера насыщения: после технологической выстойки – повторной перфорацией или повторным применением ПГД – БК на прискважинную зону объектов, имеющих значение амплитуды собственной поляризации от 0,15-0,20 до 0,50-0,70, т.е. на низкопроницаемые коллекторы и частично коллекторы средней проницаемости при обязательном отсутствии твердой фазы в составе рабочих жидкостей.

#### **4.5 Исследование геофизическими методами зон техногенной трещиноватости, возникающей после ГРП**

В этом разделе рассмотрены результаты изучения техногенной трещиноватости в геосреде, возникающей после ГРП, на примере уникальных комплексных геофизических и промыслово – геологических исследований на Ермаковском нефтяном месторождении Западной Сибири [11,12]. В составе комплекса использовались методы акустического широкополосного каротажа (АКШ), сейсмолокации бокового обзора (СЛБО), регистрации сейсмической эмиссии в скважине (СЭ) и определения светопоглощения нефти (КСП).

Комплексирование указанных методов позволило получить характеристики вновьобразованной техногенной трещиноватости в прискважин-

ной зоне и на удалении до 1 км. Выполненные наблюдения в режиме мониторинга позволили оценить динамику формирования зоны техногенной трещиноватости в процессе ГРП и её релаксации в течение 1,5 месяца после ГРП, а также влияние этой зоны на изменение поля трещиноватости на исследуемой площади.

В результате выполнения комплексных исследований получены ценные практические результаты (размеры, направление, интенсивность, структура зоны техногенной трещиноватости), которые могут быть использованы при разработке месторождения. Установлено, что трещиноватость в геосреде является открытой термодинамической системой, организованного хаоса, которая находится в состоянии неустойчивого равновесия (происходит из – за постоянной подкачки геосреды энергией и флюидами извне. За счёт диссипации энергии и флюидов происходит усложнение геосреды и внутреннее перераспределение, которое приводит к изменению структуры поля напряжённого состояния геосреды, напрямую влияющее на изменение поля трещиноватости).

Оперативный контроль изменения поля трещиноватости создаёт предпосылки для разработки технологии управления процессом изменения трещиноватости в продуктивных пластах за счёт изменения пластового давления.

После выполнения ГРП в продуктивном пласте образуется зона с аномальными ФЕС. Полости вновь образованных трещин – зоны техногенной трещиноватости (ЗТТ) искусственно закрепляются. Важным моментом является время существования ЗТТ. Только при идентичности свойств породы и проппанта, закреплённая трещина может существовать месяцы или даже годы.

Изучение ЗТТ осуществляется комплексом геофизических и промыслово – геологических методов изучения ЗТТ, возникшей после проведения ГРП. Комплексные методы включают:

- геофизические измерения в скважинах методами – АКШ до и после ГРП, регистрация сейсмической эмиссии скважинным прибором ВСП в процессе ГРП;
- геофизические измерения на дневной поверхности методом сейсмической локализации бокового обзора (СЛБО) до и после ГРП.

В результате выполненных исследований АКШ до и после ГРП в скважине 3546 Ермаковского месторождения установлена техногенная трещиноватость в интервале 2525 – 2544 м.

В процессе ГРП в зоне воздействия существенно возрастает сейсмическая эмиссия, за счёт кардинального изменения пластового давления, что в свою очередь приводит к перераспределению векторов напряжения, действующих на скелет горной породы. В результате, созданная ЗТТ находится в состоянии неустойчивого равновесия. Регистрация сейсмической эмиссии в процессе ГРП проводится для оценки динамики формирования зоны трещинообразования скважинным прибором ВСП в скважине, расположенной около 3км в удалении от основной скважины. В результате проведённых исследований на скважине была установлена взаимосвязь между энергией сейсмической эмиссии и градиентом давления разрыва, что позволило установить на качественном уровне типа трещиноватости при ГРП – субвертикальная, субгоризонтальная и схлопывания.

Применение метода СЛБО позволило установить пространственно – временные изменения техногенной трещиноватости, возникающей в процессе ГРП (размеров, формы, направления, динамики изменения и других параметров ЗТТ).

#### **4.6 Основные положения нефтеотдачи пластов**

Современный этап разработки нефтяных месторождений Западной Сибири характеризуется стабильным снижением эффективности выработки запасов из заводнённых зон объектов [4-15]. Связано это, в первую очередь, с различными фильтрационными свойствами нефтенасыщенных пластов. Средняя обводнённость продукции на месторождениях Нижневартовского НГР достигает 78 – 80%.

В настоящее время разработано достаточно большое количество технологий повышения нефтеотдачи. Самым известным является технология повышения нефтеотдачи заводнением пластов технической и сточными водами, недостатком которой является низкая эффективность работ.

В своё время широкое распространение получил способ вытеснения нефти водными растворами неионогенных ПАВ на месторождениях Башкирии. Проведённые работы по повышению нефтеотдачи на Самотлорском и других нефтяных месторождениях Западной Сибири показали недостаточную эффективность водных растворов неионогенных ПАВ низких концентраций, а применение высококонцентрированных растворов оказалось экономически невыгодным [6,9,12].

В последние годы в практике работ широко применяются потокоотклоняющие технологии или так называемые методы выравнивания профилей приемистости (ВПП) нагнетательных скважин. Довольно успешно эти технологии применяются в ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», ОАО «Юганскнефтегаз». До 2001 г подобные работы в больших масштабах проводились на Самотлорском месторождении, на котором за весь период разработки было дополнительно добыто более 14млн. т нефти [13]. Вместе с тем, развиваются и совершенствуются гидродинамические методы воздействия – нестационарное заводнение (циклическое заводнение, оптимизация работы глубинно – насосного оборудования, форсированные отборы и др.). Для решения поставленных задач разработано достаточно большое количество эффективных технологий, направленных на повышение коэффициента нефтеотдачи пластов.

Полноту извлечения нефти из пласта принято оценивать коэффициентом нефтеотдачи (КНО). В отраслевых документах часто используют текущий показатель – коэффициент извлечения нефти (КИН). В том и другом случае сравнивается количество добытой нефти с геологическими запасами любой залежи. КНО в целом определяется как отношение извлеченной из недр нефти  $Q_n^{изв}$  к величине геологических запасов  $Q_{гз}$  по формуле:

$$КНО = \frac{Q_n^{изв}}{Q_{гз}} \quad (4.1)$$

Возможно применение другого способа расчета КНО по величинам насыщенности:

$$КНО = \frac{S_{ин} - S_{ок}}{S_{ин}}, \quad (4.2)$$

где  $S_{ин}$  – начальная нефтенасыщенность;

$S_{ок}$  – конечная (остаточная) нефтенасыщенность.

Оба метода оценки КНО можно отнести как к модели пласта (керну), так и к части пласта (блоку разработки, участку или залежи в целом). Принципиальная разница состоит в том, что при моделировании процесса дренированию (вытеснения нефти, промывки, доотмывки) в первом случае подвергается весь нефтенасыщенный объем, а во втором случае часть нефтенасыщенного объема остается неохваченной процессом разработки залежи (пласта) за счет его литологической неоднородности. Отсюда логично понятие коэффициента охвата воздействием:

$$\beta_{охв} = \frac{V_{пл}^{охв}}{V_{пл}^{ин}}, \quad (4.3)$$

где  $V_{пл}^{охв}$  – объем пласта, вовлеченный в разработку (в процесс дренирования);

$V_{пл}^{ин}$  – полный нефтенасыщенный объем.

В оценке КНО используется еще один коэффициент – коэффициент вытеснения нефти водой, который может быть рассчитан (определен по лабораторным данным) при условии полной промывки пласта, т.е. на момент отсутствия нефти в получаемой из керна жидкости. Его можно оценить также по соотношениям объемов и насыщенныхностей:

$$\alpha_{выт} = \frac{\sum Q_n}{Q_{ин}}, \quad (4.4)$$

где  $\sum Q_n$  – суммарное количество нефти, полученное из образца (керн) на момент полной промывки;

$Q_{ин}$  – начальное количество нефти в образце;

$$\alpha_{выт} = \frac{S_{ин} - S_{нк}}{S_{ин}}, \quad (4.5)$$

где  $S_{ин}$  и  $S_{нк}$  – соответственно начальная и конечная нефтенасыщенности, ( $S_{нк}$  соответствует полной промывке).

Тогда КНО определяется как произведение двух основных коэффициентов:

$$КНО = \alpha_{выт} \cdot \beta_{охв}. \quad (4.6)$$

При моделировании процесса вытеснения нефти водой сначала получают чистую (безводную) нефть, определяется безводная нефтеотдача и оценивается нефтеотдача за водный период. В промысловых условиях это понятие может быть отнесено к отдельным частям (участкам, блокам разработки), так как обычно залежь или месторождение вводится в разработку по частям. Для сравнительного анализа выработки запасов используют дополнительно показатель КНО на момент прорыва воды.

Объемы добываемой нефти в безводный и водный периоды в различных залежах, при использовании различных сеток скважин и различных систем заводнения неодинаковы. Кроме того, сравнивать КНО для

различных залежей и различных технологий следует с учетом водонефтяного фактора – среднего количества попутно добываемой воды, приходящейся на 1 т. добываемой нефти. Обычно это сравнение целесообразно на момент, когда дальнейшая эксплуатация скважин на месторождении становится экономически нецелесообразной (например, при обводненности продукции скважин в 96,97 %).

Коэффициенты охвата воздействием определяются в результате комплексного анализа геофизического материала и анализа состояния разработки месторождения. При прогнозировании же этого показателя в процессе проектирования системы разработки часто используют методы геолого-математического моделирования.

КНО подлежит обоснованию при подсчете запасов нефти, при составлении технологических схем и проектов разработки месторождений.

В лабораторных условиях обычно определяется безводный и водный периоды нефтеотдачи. Из-за геологических особенностей (строение залежей) добыча нефти за безводный и водный периоды по разным месторождениям различны. Поэтому выделяют периоды безводной и водной эксплуатации залежей. Вместе с тем известны месторождения нефти в Западной Сибири, когда безводный период практически отсутствует. Это связано с тем, что по своему характеру они относятся к недонасыщенным залежам, что предопределяет получение смешанных притоков с начала их разработки.

При современных методах извлечения нефти коэффициент нефтеотдачи составляет доли единицы. При благоприятных условиях он может достигать величины 0,7-0,8.

По этому вопросу имеются различные мнения. Так, С.Н. Закиров (2002) предлагает следующее понимание коэффициента нефтеотдачи – коэффициент извлечения нефти представляет собой отношение накопленной добычи нефти за рентабельный срок разработки  $Q_u$  к начальным геологическим балансовым запасам нефти  $Q_{зап}$ , который определяется по формуле:

$$КИН = Q_u / Q_{зап}. \quad (4.7)$$

Коэффициенты извлечения нефти (нефтеотдачи) за безводный и водный периоды разработки залежи равны коэффициенту извлечения нефти:

$$КИН = КИН_о + КИН_{вод}. \quad (4.8)$$

По А.П. Крылову, коэффициент извлечения нефти представляет собой произведение двух коэффициентов:

$$\text{КИН} = K_{\text{в}} \times K_{\text{охв}}, \quad (4.9)$$

где  $K_{\text{в}}$  – коэффициент вытеснения, характеризующий полноту вытеснения нефти, то есть эффективность вытеснения нефти на микроуровне; определяется экспериментальным путём по изменению коэффициентов насыщения; здесь необходимо отметить, что в настоящее время под коэффициентом вытеснения понимается коэффициент вытеснения водой, хотя нефть может меняться другими агентами, (газом в низкопроницаемых коллекторах);  $K_{\text{охв}}$  – характеризует степень охвата залежи заводнением и представляет собой отношение охваченного заводнением нефтенасыщенного объёма залежи  $\Omega_{\text{ок}}$  к её начальному нефтенасыщенному объёму  $\Omega_{\text{н}}$  и определяется по формуле:

$$K_{\text{охв}} = \Omega_{\text{ок}} / \Omega_{\text{н}}. \quad (4.10)$$

В промысловой практике применяется термин «технологический» КИН, который достигается на залежи при отсутствии каких-либо ограничений.

В настоящее время проектный коэффициент нефтеотдачи определяют в основном по результатам гидродинамических расчётов оптимального варианта разработки. Решается задача путём моделирования процессов разработки залежи. При недостаточности исходных данных используют параметры залежей с аналогичным геологическим строением.

Достоверное значение КИН есть прерогатива Проекта разработки. В последующих уточняющих проектных документах следует рассматривать дополнительный комплекс МУН, приводящий к росту утверждённого КИН (Закиров С.Н., 2004).

#### ***Нефтеотдача при различных условиях дренирования залежей.***

Для современных технологий нефтеизвлечения, базирующихся на заводнении нефтяных пластов, КНО может колебаться в широком диапазоне от 0,35 до 0,70. Величина КНО зависит от многих факторов:

- геологического строения залежей (прежде всего от характера неоднородности пластов, определяемой по данным геофизических и лабораторных исследований);

- от свойств нефти (вязкости, содержания АСВ, парафинов и др.);
- от качества применяемой в системе ППД воды.

В отечественной промысловой практике газ в качестве источника энергии для вытеснения нефти не используют. Даже при наличии газовых шапок методом барьерного заводнения последние отсекаются от нефтяной зоны и создаются условия вытеснения газированной нефти водой. Следовательно, в практике современной нефтедобычи используют принудительные водонапорные режимы с сохранением текущих пластовых давлений. Однако по месторождениям Западной Сибири конечные КНО составляют не более 0,55 – 0,65 по нефтяным залежам и на 0,10 -0,15 ниже по нефтегазовым. Для сложнопостроенных залежей эти показатели окажутся еще ниже. Например, для юрских пластов ЮК<sub>10-11</sub> Талинского месторождения (Красноленинский свод) текущая нефтеотдача в 1999 г составила 0,18 при обводненности продукции около 92 %.

Низкая нефтеотдача пластов в естественных условиях объясняется прежде всего микро – и макронеоднородностями коллекторов, определяется по данным ГИС, ГДИС и лабораторным исследованиям. Послойная, зональная неоднородности, кавернозность, трещиноватость обуславливают крайне неравномерный характер выработки пластов, связанный с локальными прорывами закачиваемых вод через пропластки и зоны, значение проницаемостей которых на один- два порядка выше, чем у основного объема коллектора. Это является основной причиной того, что в продуктивных пластах остаются пропластки и зоны, не вовлеченные в разработку. Всё это приводит к снижению нефтеотдачи. Поэтому на практике применяются различные технологии по дововлечению их в разработку, но они требуют дополнительных капитальных вложений в нефтедобычу (уплотнение сеток скважин, разукрупнение эксплуатационных объектов, форсированные отборы жидкости, гидроразрыв пласта и т.д.).

Наиболее существенное снижение нефтеотдачи происходит за счет геологической неоднородности пластов, формирующих целики остаточной нефти. Доказательством этого служат многочисленные случаи получения притоков безводной нефти из скважин уплотняющего фонда, когда окружающие скважины уже обводнены на 60 и даже 80 %.

Противоречивы мнения и относительно скоростей вытеснения нефти водой: одни исследователи считают, что повышенные скорости увеличивают КНО, вторые – уменьшают КНО, третьи считают, что КНО не зависит от ско-

рости вытеснения. Тем не менее, физическое объяснение данной проблемы позволяет некоторым авторам разрабатывать, например, технологию разработки нефтяных месторождений с ППД при повышенных давлениях закачивания воды (А.Т. Горбунов и др.). Очевидно, что на выбор способа воздействия на пласт будет влиять не только характер его неоднородности и свойства нефти, но и время (стадия) разработки месторождения. Слишком высокие градиенты давления на начальной стадии разработки, очевидно, приведут к преждевременному обводнению фонда скважин, а повышенные депрессии (градиенты давлений) на стадии массового обводнения фонда (обводненность около 80 %) создадут условия для дововлечения в разработку низкопроницаемых пропластков и зон (форсированные отборы жидкости – ФОЖ).

**Малые темпы разработки** месторождений, повышающие конечную нефтеотдачу пластов. Вывод о том, что малые темпы разработки повышают конечную нефтеотдачу пластов, впервые был сделан в 1941 г. американским ученым Левереттом на основе экспериментов. Для практической реализации данного вывода необходимо, чтобы при разработке месторождений скорость вытеснения была соизмерима со скоростью капиллярной пропитки коллектора. Но даже в чисто гидрофильных пластах капиллярные силы могут изменить характер заводнения лишь при перепадах давления между линией нагнетания и зоной отбора не более 0,3 МПа. Это в 15-20 раз меньше практикуемых значений. При таких депрессиях в СССР без ППД отрабатывалось единственное нефтегазовое месторождение – Анастасиево-Троицкое, с газовой шапкой и подошвенной водой. Однако единичный случай не позволил сделать обоснованный вывод для широкого практического распространения.

**Высокие темпы отбора, увеличивающие нефтеотдачу пластов.** К этому выводу впервые пришел Ф.И. Котяхов. Практика широкого внедрения заводнения показала эффективность перехода на повышенные давления нагнетания, что во всех случаях послойно-неоднородных пластов увеличивает коэффициенты охвата воздействием, а следовательно, КНО. Такой же вывод сделали американские ученые Д. Бакуолтер, В. Стайлс и М. Эджертон. Контроль за разработкой Ромашкинского месторождения (Н.Н. Непримеров и А.Г. Шарагин), опыт Грозненского района по 12 пластам, семи месторождений Самарской Луки и Башкортостана (Н.Г. Пермяков и Н.С. Гудок), затем результаты экспертизы Туймазинского месторождения (Н.Г. Пермяков) подтвердили данное предположение.

**Оптимальные темпы разработки.** М.М. Саттаровым и др. даны наиболее целесообразные рекомендации: в начальные безводные периоды осуществлять умеренные темпы отбора с постепенным переходом на максимально возможные (увеличение отборов по мере обводнения продукции).

**Темп разработки, не влияющий на нефтеотдачу пласта.** Специалисты Гипровостокнефти на основе обобщения опыта разработки месторождений Куйбышевской (Самарской) области установили принципиальное отсутствие зависимости нефтеотдачи пластов от темпа его разработки.

Л.И. Губанов, Б.Ф. Сазонов и В.И. Колганов на примере форсирования отбора жидкости на Яблонево месторождении показали, что изменение темпа разработки в широких пределах не влияет на характеристики заводнения (зависимости нефтеотдачи пластов от накопленного отбора жидкости).

Последующая практика разработки нефтяных месторождений, в прежде всего в Западной Сибири, доказала практическую целесообразность темпов отбора около 5 – 6 % в год от НИЗ (нередко они достигали 10 – 12 %). При использовании ИЗ на 40 – 45 % начинается снижение темпов отбора нефти. При извлечении 75 – 80 % от НИЗ темп отбора становится в 3 раза ниже максимального. В неблагоприятных геолого-физических условиях снижение темпов добычи нефти наступает раньше.

**Нефтяные оторочки** впервые выявлены при проведении поисково-разведочных работ на территории Западной Сибири. Газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками установлены на Уренгойском, Ямбургском НГКМ и др. Нефтяные оторочки в этих залежах отличаются небольшой толщиной (по данным ГИС), что усложняет добычу нефти. Поэтому и КИН для таких залежей является низким (С.Н. Закиров, 2004).

#### **4.7 Методика выбора участков и физико-химических методов воздействия на нефтяные залежи**

##### *4.7.1 Оценка ресурсной базы методов повышения нефтеотдачи (МУН) путём сравнения показателей разработки с фактической тенденцией развития месторождения*

Эта методика применима к нефтяным месторождениям, находящимся на III и IV стадиях разработки и заключается в:

- оценке вовлечённых в разработку запасов, т.е. запасов, извлекаемых при сохранении сложившейся тенденции развития месторождения;
- сравнении вовлечённых в разработку запасов с извлекаемыми запасами, утверждёнными ГКЗ и ЦКР.

Экстраполяция сложившейся тенденции развития месторождения производится с помощью гидродинамического моделирования; параметры модели определяются или уточняются на стадии «history matching».

В крайних случаях, при отсутствии надёжных гидродинамических моделей, можно ограничиться расчётами с использованием характеристик вытеснения.

#### ***Определение ресурсной базы МУН по темпам отбора запасов.***

Основой базы этой экспертной системы являются данные о динамике отбора на «старых» месторождениях, разработка которых, по мнению экспертов, ведётся успешно.

Сравнивая расчётные значения темпа отбора с реальными и вычитая из этой разницы ту добычу, что может быть дополнительно обеспечена за счёт оптимизации работы фонда скважин, мы получим оценку дополнительной добычи нефти за счёт проведения геолого – технических мероприятий. Под оптимизацией понимается доведение коэффициента использования скважин до нормативного и достижение оптимальных дебитов добывающих скважин по жидкости.

Гидродинамическое моделирование характерных участков с помощью программ «ECLIPSE» позволяет определить объём остаточных запасов в низкопроницаемых зонах и возможный объём дополнительной добычи нефти за счёт проведения ГТМ.

Методология системного подхода к обоснованию применения МУН состоит в следующем:

- анализ геологического строения пласта;
- анализ текущего состояния разработки;
- предварительный выбор участков для воздействия;
- ретроспективный анализ ранее проведённых обработок;
- предварительный выбор технологии воздействия;
- окончательный выбор участков и технологий воздействия на основе гидродинамического моделирования;
- расчёт технологической и экономической эффективности.

#### 4.7.2 Проектирование ГТМ для увеличения нефтеотдачи пластов

При гидродинамическом моделировании необходимо детальное изучение особенностей геологического строения объектов разработки, поскольку именно от степени неоднородности пласта и зависит эффективность МУН.

В УФ ООО «ЮганскНИПИнефть» разработан двухступенчатый подход при выборе участков для проведения МУН.

1. На первом этапе осуществляется инженерный анализ месторождения с целью выявления «проблемных» участков (участков со сложным геологическим строением и неудовлетворительными показателями разработки). Анализ базируется на построении различных карт (прежде всего, карты распределения остаточных запасов нефти), профилей и состояния фонда скважин, динамики обводнения и т.д.

Разработан пакет программ:

- «Построение геологических профилей»;
- «Расчёт распределения остаточных запасов нефти, Экспертная система по анализу фонда скважин»;
- «Оценка технологической эффективности и ретроспективный анализ МУН»;
- «Визуализация и построение карт геолого – промысловой информации».

Результатом этого этапа является предварительный выбор первоочередных участков и объектов для применения МУН.

2. Окончательный выбор объектов воздействия производится после проведения гидродинамического моделирования применения МУН на предварительно выбранных участках.

Основой для всех построений и расчётов является трёхмерная геологическая модель месторождения (залежи), построенная по данным сейсмических исследований и ГИС. В НК «ЮКОС» для создания геологических моделей разработан пакет программ «GEOFRAME».

**Анализ геологического строения объекта воздействия.** На данном этапе решается задача дифференциации площади нефтеносности на характерные зоны, различающиеся по геологическим признакам, определяющим целесообразность применения МУН.

Исследование ведётся путём построения геологических профилей и совместного анализа различных карт (начальных нефтенасыщенных толщин, проницаемости, проницаемостной неоднородности, расчленённости, песчаности, соотношение гидропроводностей нефти и – водонасыщенной частей пласта и т.д.). При принятии решения о применении МУН обращают внимание на следующие признаки:

- повышенная проницаемостная неоднородность и расчленённость пласта;
- отсутствие заметного влияния законтурных и подошвенных вод (опыт показывает, что применение МУН в водонефтяных зонах с активной подошвенной водой малоэффективно);
- соответствие средней проницаемости пласта пределам применимости МУН (например, полимер – гелевые и осадкообразующие системы ограниченно применимы на объектах с проницаемостью менее 40 – 50 мД).

**Анализ технологических параметров.** Исследование геологических характеристик участков пласта должно быть дополнено анализом данных разработки. На этом этапе решаются следующие задачи:

- подтверждения и уточнения дифференциации площади нефтеносности, произведённой по геологическим признакам;
- выявления структуры остаточных запасов нефти и выделения зон наибольшего отставания выработки запасов;
- определения участков пласта, соответствующих технологическим критериям применимости МУН.

Преимущество отдаётся участкам, характеризующимся:

- высокой обводнённостью и малой степенью выработки запасов;
- большой производительностью добывающих скважин (при этом снижение обводнённости даёт большой прирост добычи нефти);
- достаточной приёмистостью нагнетательных скважин (не менее 150м<sup>3</sup>/сут), что необходимо для обеспечения возможности проведения закачек реагента без гидравлического разрыва пластов.

Основным инструментом анализа технологических показателей являются карты распределения остаточных запасов нефти, обводнённости и водонефтяного фактора (ВНФ), используемые вместе с картами текущих и накопленных отборов. Например, на Усть – Балыкском месторождении выделены следующие участки (зоны):

- Центральная зона в пределах чисто нефтяных зон (ЧНЗ). Зона характеризуется относительно невысокими начальными нефтенасыщенными толщинами, повышенной расчленённостью и средним уровнем фильтрационных свойств при повышенной послонной неоднородности. Эта зона наиболее соответствует критериям применимости потокоотклоняющих технологий с использованием малообъёмных оторочек;
- Южная зона в пределах водонефтяных зон (ВНЗ). Она характеризуется относительно высокими начальными нефтенасыщенными толщинами при невысокой расчленённости, хорошими фильтрационными свойствами при относительно невысокой неоднородности. Эта зона наименее подходит для применения потокоотклоняющих технологий. Их применение возможно только в северной части, где ФЕС нефтенасыщенной части разреза лучше, чем водонасыщенной. Здесь целесообразно применение большеобъёмных полимерных систем. Южная часть выделенной зоны характеризуется большой подвижностью подошвенных вод и оптимальна для применения гидродинамических методов воздействия;
- Две низкопродуктивные зоны характеризуются низкими фильтрационными свойствами. В этих зонах наиболее эффективным методом воздействия является ГРП.

**Варианты охвата воздействием МУН.** В результате комплексного анализа, проводимого по описанной выше схеме, может быть получен список «проблемных» участков, отранжированный по величине технико – экономической эффективности планируемых МУН. Деление списка на группы, объединяющие участки с максимальной, высокой и средней степенью ожидаемой эффективности МУН, позволяет сформировать три варианта воздействия на месторождение (залежь), реализуемые при разной активности инвесторов (обычно тесно связанной с ценами на нефть).

Первый вариант представляет собой воздействие на участки, наиболее полно удовлетворяющие критериям применимости физико – химических МУН и подразумевает минимальный объём внедрения при максимальной технологической и экономической эффективности (данный вариант реализуется при минимальных рыночных ценах на нефть).

Второй вариант подразумевает расширенное воздействие на всех участках с высокими остаточными запасами с целью достижения проектного КИН при высокой технологической эффективности и рентабельности.

Третий вариант предполагает максимальные геологически и технологически обоснованные объёмы внедрения комплекса МУН и включает практически все разрабатываемые участки, на которых возможен технологический эффект. Этот вариант позволяет получить наибольшие объёмы дополнительно добытой нефти при положительной рентабельности (данный вариант приемлем в случае максимальной цены на нефть).

Располагая этими тремя вариантами НК может достаточно гибко регулировать политику в области нефтеотдачи пластов в зависимости от своих целей и спроса на нефть.

*Экспертная система по выбору технологий воздействия на пласт.* После выделения участков, на которых необходимо применение МУН, следует решить проблему выбора и обоснования технологий воздействия на эти участки. Для решения этой задачи в УФ «ЮганскНИИ-ПИнефть» разработана экспертная система (ЭС), позволяющая выбрать из сотен известных технологий и реагентов наиболее эффективные ГТМ для конкретных геолого – промысловых условий. Разработанная компьютерная система служит для подготовки решений, т.е. для отбраковки заведомо неосуществимых вариантов и ранжирования приемлимых технологий по мере предпочтительности.

Анализ вариантов воздействия производится ЭС иерархично, постепенная конкретизация технологии осуществляется путём движения по дереву решений снизу вверх: от выбора метода воздействия (закачка ПАВ, потокоотклоняющие технологии, водогазовое воздействие и т.д.) до выбора конкретной модификации наиболее приемлимой технологии.

База знаний ЭС формируется на основе:

- изучения данных, опубликованных в научно – технической литературе;
- опроса экспертов;
- комплекса лабораторных исследований;
- ретроспективного анализа опыта применения физико – химических МУН в России и за рубежом.

Вначале производится упорядочивание и систематизация знаний путём сведения их в таблицы граничных значений геолого – физических па-

раметров, определяющих области допустимого изменения этих параметров при применении той или иной технологии.

#### *4.7.3 Выбор метода физико – химического воздействия на пласт*

Выбор метода осуществляется на основе ранжированного списка ГТМ путём сопоставления геолого – физических параметров пласта с граничными значениями этих параметров. Отметим, что на этапе выбора воздействия ЭС играет чисто вспомогательную роль, поскольку определяющим здесь является наличие технических возможностей для осуществления того или иного метода.

Предположим, что в качестве метода воздействия выбраны потокоотлоняющие технологии. Тогда основными параметрами для планирования работ являются: доля ЧНЗ, нефтенасыщенная толщина, проницаемость, начальная нефтенасыщенность, вязкость пластовой нефти, общая минерализация воды, температура пласта, содержание АСВ, пластовое давление, текущая обводнённость.

**Выбор базовой технологии.** На этом этапе выбирается способ создания фильтрационного экрана – барьера в части пласта, промытой водой и ключевой реагент и композиция.

В настоящее время широко применяются следующие способы создания экран – барьеров:

- образование геля или осадков в условиях пласта за счёт химической реакции компонентов ли взаимодействия с коллектором (пластовой водой);
- закачка рабочих растворов, содержащих диспергированную твёрдую фазу, уменьшающую поровое пространство водонасыщенной части;
- закачка в пласт эмульсионных систем (прямые или обратные эмульсии), особенностью которых является создание временного барьера для фильтрации воды (в пористой среде эмульсии разрушаются в результате разделения компонентов).

Ниже приводятся граничные геолого – физические параметры для выбора технологий.

В таблице 4.8 приведены граничные значения параметров для выбора способа создания фильтрационного барьера. Из этого следует, что воз-

возможность применения того или иного способа определяется прежде всего проницаемостью объекта воздействия. Так, если для применения микроэмульсионных систем оптимальной является проницаемость от 0,03 до 0,1 мкм<sup>2</sup>, то для полимер – дисперсных составов минимально допустимая проницаемость равна 0,15 мкм<sup>2</sup>. Были выбраны базовые технологии на месторождениях.

В таблице 4.9 приведены граничные значения параметров для базовых потокоотклоняющих технологий.

Таблица 4.8.

**Граничные значения параметров для выбора способа создания барьеров**

Основные параметры	Потокоотклоняющие технологии на основе		
	осадко – гелеобразующих	полимер – дисперсных, волокнисто – дисперсных систем	микроэмульсионных систем
Нефтенасыщенная толщина, м	> 4 < 15	> 6	> 4 < 15
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	> 0,005 < 2,0	> 0,150 < 6,0	> 0,03 < 0,1
Содержание глин, %	< 20	< 15	< 20
Начальная нефтенасыщенность, %	> 35	> 40	> 45
Вязкость пластовой нефти, мПа с	> 1 < 50	> 1 < 50	> 1 < 50
Общая минерализация воды, г/л	нет ограничений	< 200	< 200
Температура пласта, °С	< 200	< 80	< 80
Текущая обводненность, %	> 40 < 98	> 70	> 40 < 80

**Граничные значения параметров  
для выбора базовых потокоотклоняющих технологий**

Параметры	Базовые технологии на основе				
	Термогелеобразующих, (галка, метка)	Отходов, вдс, лигносульфонатов	Полимеров (акрилаты, БП, полисахариды, поликатиониты)	Неорганических и органических соединений кремния	Осадко и гелеобразующих неорганических реагентов
Нэф., м	> 4	> 6	> 6	> 4	> 3
Кпр, мкм <sup>2</sup>	>0.03; <2.0	>0.1; <0,6	>0.005; <1,0	>0.005; <0,6	>0.01; <0,6
Сгл, %	<15	<15	<20	<15	<15
ц, мПас	>1; <50	>1; <40	>1; <50	>1; <50	>1; <40
Тпл, °С	<90	<120	<120	<200	Без ограничений
Текущая обводн, %	>40; <90	>60	>50	>60	>50

*4.7.4 Промыслово – геофизические методы контроля при применении физико – химических методов повышения нефтеотдачи пластов*

За период 2006 г на нагнетательном фонде скважин месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» проведено 47 обработок с целью повышения нефтеотдачи пласта. При этом 98% всех мероприятий (46 скв-опер.) выполнены на Урьевском месторождении и одна обработка выполнена на Южно-Покачевском месторождении. На Урьевском месторождении методом физико-химического воздействия являлась потокоотклоняющая технология на основе сшитых полимерных систем (СПС), на Южно-Покачевском – ЭС (рисунок 4.2).

Суть технологии сшитых полимерных систем (СПС) заключается в закачке через нагнетательные скважины в пласт оторочки раствора полиакриламида со сшивателем и добавкой многофункционального ПАВ.

Принцип действия состоит в закупорке промытых высокопроницаемых поровых каналов и слоев и дополнительном отмыве нефти из низкопроницаемых прослоев с помощью ПАВ.

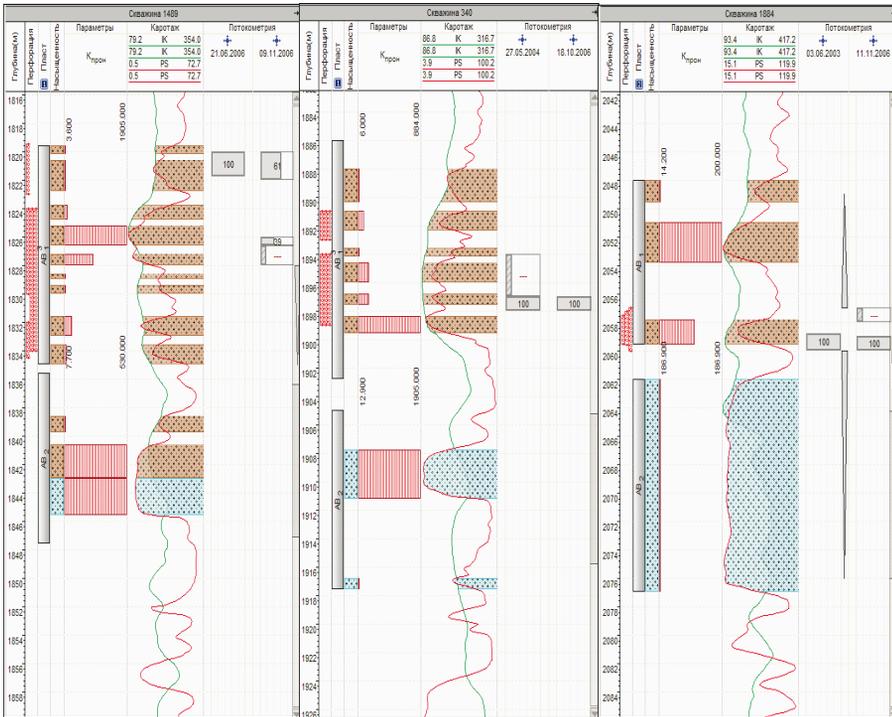


Рисунок 4.2 – Данные ПГИ до и после проведения обработок для нагнетательных скважин № 1489, 340, 1884

Механизм гидроизоляции с помощью эмульсионных систем (ЭС) заключается в повышении вязкости закачиваемого в пласт концентрата эмульсии при разбавлении его водой в глубине пласта и снижении фазовой проницаемости по воде при фильтрации закачиваемой воды через гидрофобизированную эмульсией ранее гидрофильную часть высокопроницаемого пласта.

Для операций ФХ МУН диапазон изменения объема реагента СПС составляет от 375 м<sup>3</sup> до 700 м<sup>3</sup>. Средний объем закачки на 1 обработку – 604 м<sup>3</sup>. Объем обработки ЭС составил 125 м<sup>3</sup>.

Для оценки технологической эффективности МУН рассмотрены участки, включающие обработанные нагнетательные и реагирующие добывающие скважины. По добывающим скважинам оценено изменение дебитов нефти, жидкости и обводненности в первые месяцы после ГТМ.

В результате проведенных расчетов по характеристикам вытеснения, эффект проведенных мероприятий по ФХ МУН составил 20091 т дополнительно добытой нефти. Более детально рассмотрим каждый участок. Следует отметить, что проводимые мероприятия по ФХ МУН практически сопровождаются проведением промыслово-геологических исследований. В качестве примера представлена скважина № 1489 на рисунке 4.7, в которой операция прошла успешно. В дальнейшем, при высокой расчлененности и большом количестве низкопроницаемых пропластков для лучшего выравнивания профиля притока перед выполнением обработки рекомендуется проведение ОПЗ.

На трех нагнетательных скважинах участка (№ 5075, 503, 1614) на объекте АВ1/3 в мае и июне 2006 г были выполнены мероприятия по физико-химическому воздействию по технологии СПС.

Результатом изменения основных технологических показателей (рисунок 4.3) после проведенных МУН стала стабилизация падающего дебита нефти, а также стабилизировалась обводненность.

Расчет технологической эффективности проведенных мероприятий проводился по характеристикам вытеснения (рисунок 4.4) с помощью программных продуктов «Oilgrand», «History+», «Delta» по состоянию на 01.01.2007 г.

При выборе добывающих скважин для участка учитывались следующие основные критерии:

- стабильность работающих скважин ближайшего окружения;
- исключались добывающие скважины, на которых в рассматриваемый период времени проводились ГТМ, приведшие к значительному изменению технологических показателей (ГРП, РИР и др.).

Влияние ФХВ на изменение профиля приемистости методами промыслово-геофизических исследований оценено для 27 обработанных нагнетательных скважин Покачёвского месторождения. Для 16 рассмотренных скважин установлено перераспределение фильтрационных потоков после применения СПС, подключение в разработку ранее не дренируемых интервалов (рисунок 4.5).

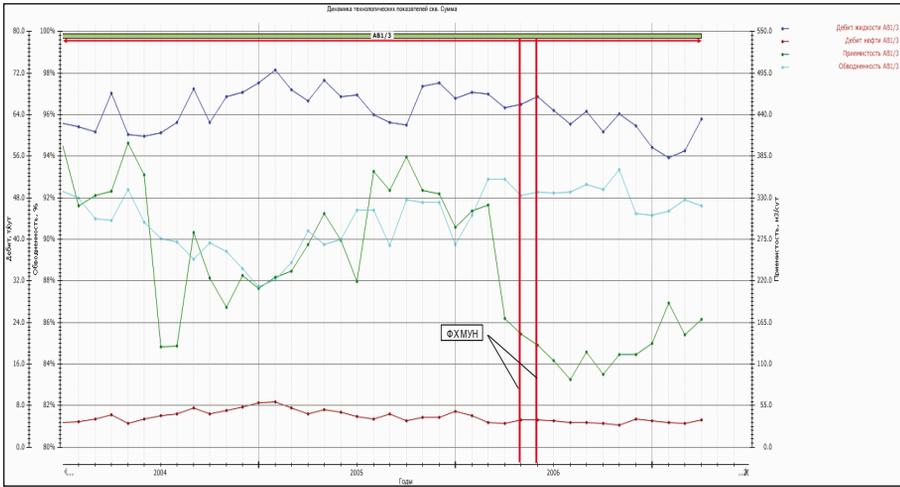


Рисунок 4.3 – Динамика изменения основных технологических показателей разработки участка 1 Урьевского месторождения (объект АВ1/3)

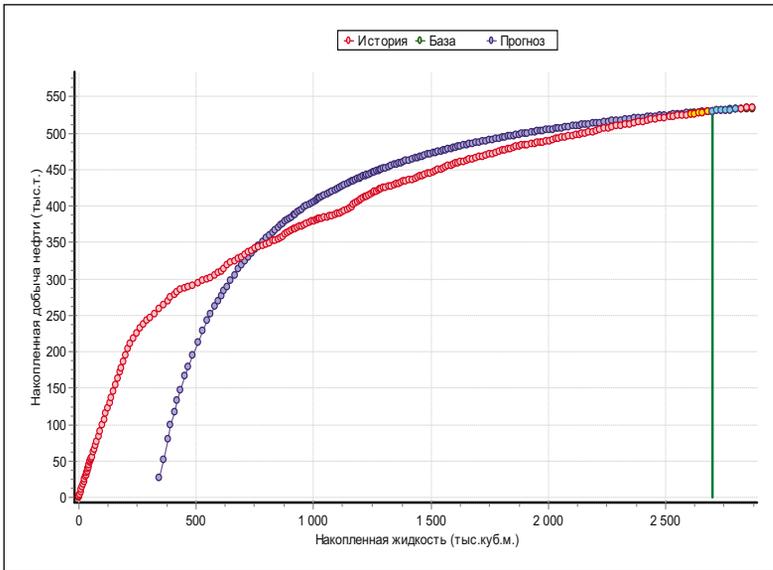


Рисунок 4.4 – Характеристика вытеснения для участка 13 Южно-Покачевского месторождения (объект ВВ8)

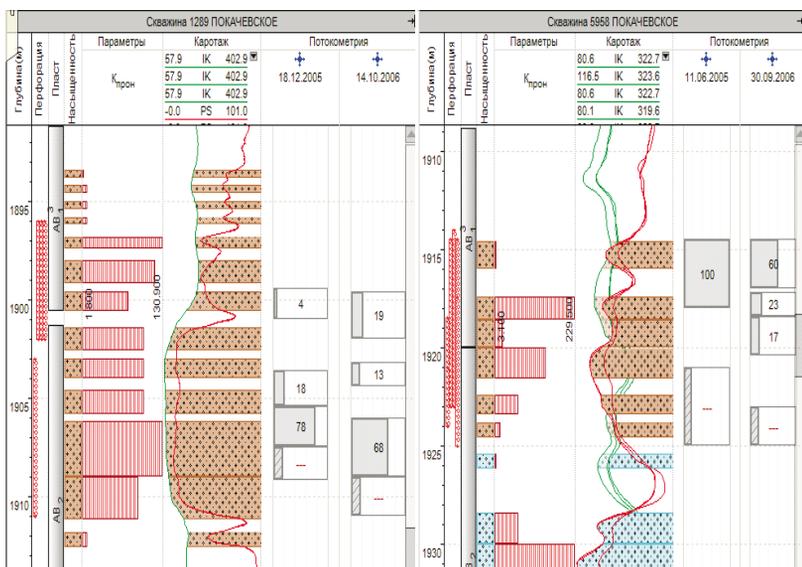


Рисунок 4.5 – Данные ПГИ до и после применения ФХВ на нагнетательных скважинах № 1289, 5958 Покачевского месторождения

Для 11 скважин после ФХВ эффект либо отсутствует (профиль притока не изменился), либо наблюдается отрицательное действие мероприятия (уменьшение принимающей толщины пласта, отключение низкопроницаемых пропластков), (рисунок 4.6).

Была построена зависимость общей дополнительной добычи нефти по участкам ФХВ от объема закачанного реагента, где отмечается тенденция роста дополнительной добычи с увеличением объема закачки реагента.

В результате применения потокоотклоняющей технологии произошло перераспределение фильтрационных потоков закачиваемой в пласт жидкости, что подтверждается данными ПГИ (скв. №1289, рисунок 4.5). Данное мероприятие положительно сказалось на работе добывающих скважин участка, обводненность в среднем за 3 месяца снизилась на 0.5%.

Таким образом, в результате 20 обработок, по которым проведен расчет технологической эффективности, получено 6183 т дополнительной нефти.

Рассмотрим геолого – геофизические аспекты проведения ГТМ в высокообводнённых скважинах Самотлорского месторождения.



## **5 ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ В ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ ПЛАСТАХ**

Геолого-геофизические аспекты проведения ГТМ рассмотрим на примере Самотлорского месторождения. Месторождение находится в разработке с 1969 г. Максимальный уровень добычи нефти был получен в 1980 г в объеме 158,9 млн. т. Все эксплуатационные объекты Самотлорского месторождения имеют гетерогенное строение, и в их объеме по степени прерывистости, по данным ГИС, выделено два класса пород-коллекторов ГСК и ПК (гидродинамически связанные и прерывистые коллекторы) [12]. Исходя из принятой типизации геологического строения пластов, основные запасы месторождения приурочены к ГСК, однако достаточно большие запасы содержатся и на площади, представленной совместно коллекторами ГСК и ПК. Опережающая выработка запасов нефти осуществляется по ГСК в зонах высокой продуктивности, пропластки ПК вовлекаются в разработку в меньшей степени. Особенно это характерно для средне и низкопроницаемых коллекторов. Однако данные потокометрии говорят лишь о состоянии выработки вокруг прискважинной зоны и не свидетельствуют в полной мере о положении дел в межскважинном пространстве, поэтому при чередовании на участках пластов зон ГСК и ПК это обстоятельство может осложнить процессы полноты выработки. Так, например, если в разрезе наблюдается совместное залегание ПК и ГСК, то из более чем половины толщины интервалов приток отсутствует. Это обусловлено как прерывистостью по площади, так и проницаемостной неоднородностью по разрезу выделенных типов коллекторов (по материалам ПГИ).

По Самотлорскому месторождению накоплен большой теоретический и фактический материал, по установлению закономерностей вытеснения нефти водой из нефтенасыщенных пластов и влияния геологических и промыслово-технологических факторов на эффективность процесса нефтеизвлечения.

При высокой обводненности продукции (96%) доизвлечение остаточных запасов из ГСК происходит за счет капиллярной пропитки при длительной и экономически малоэффективной промывке. В связи с этим, изменение фильтрационных потоков и технологии оптимизации кинема-

тики потоков, как по площади, так и по разрезу скважин в гидродинамически связанных коллекторах, с постоянным ГИС – контролем, играют важную роль. В [12] приведены основные технологии для повышения эффективности выработки остаточных запасов нефти:

*В классах выделенных коллекторов* доизвлечение остаточных запасов возможно при:

- интенсификации системы заводнения и проведение соответствующих ГТМ;
- бурении уплотняющих скважин;
- зарезке боковых стволов;
- бурении горизонтальных скважин;
- гидроразрыве пласта;
- применении гидродинамических методов воздействия;
- применении технологий изоляции высокопроводящих каналов и нивелирования свойств двойной среды, позволяющие перераспределить потоки фильтрации и вовлечь в разработку запасы нефти, сосредоточенные в поровой матрице. Эффективность этих методов повышается при их комплексном сочетании.

## **5.1 Техногенные факторы, влияющие на доизвлечение остаточных запасов нефти**

Пространственное распределение остаточных извлекаемых запасов нефти в значительной степени определяются комплексом искусственных (техногенных) факторов.

К техногенным факторам, влияющим на вытеснение нефти, относятся, прежде всего, процессы развития трещин и образования в связи с этим системы промытых каналов в прискважинной зоне в результате нагнетания воды. Характерной чертой трещин является то, что степень их раскрытости зависит от давления нагнетания. Высокая приемистость нагнетательных скважин при наличии трещиноватости объясняется значительной фильтрующей поверхностью трещин, возможностью перемещения загрязнений вглубь пласта и образованием в процессе эксплуатации новых трещин по мере засорения существующих.

Трещиноватость коллекторов исследовали многие отечественные ученые: Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М., Желтов Ю.П. и др.

На месторождениях Западной Сибири техногенная трещиноватость изучалась: Р.И. Медведским, М.Е. Стасюком, К.С. Юсуповым, В.К. Федорцовым, В.Н. Нестеровым, А.К. Ягафаровым, В.Е. Пешковым, А.В. Бодрягиным, А.А. Ручкиным и др.

## 5.2 Типы и происхождение трещиноватости

Прежде чем приступить к детальному анализу влияния методов ВПП на тампонируемые и изменения систем трещин в ПЗП нагнетательных скважин следует уточнить понятия типов трещин, принятых в известных моделях, и классификации типа трещиноватости.

Следует отметить, что согласно [11] можно дать различные определения трещин, но со строго геомеханической точки зрения трещина представляет собой поверхность, по которой произошло нарушение сплошности или потеря сцепления материала.

По происхождению трещины подразделяются на геологические и техногенные (искусственные, образованные в процессе разработки). Геологические трещины, укрупнено, в свою очередь, подразделяются на тектонические и нетектонические. Тектонические трещины обусловлены двумя основными причинами – дизъюнктивными нарушениями и складкообразованием. Нетектонические трещины обусловлены глубокой эрозией, сокращением объемов пород в результате потери воды и при изменении температуры.

В настоящее время при математическом описании фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах существует несколько обоснованных основных схем трещиноватого пласта [4,5,9,11,12,14]:

- а) модель Г.И. Баренблатта и Ю.П. Желтова;
- б) модель Уоррена—Рута;
- в) математическая модель Каземи;
- г) особая математическая модель Полларда.

При решении конкретных поставленных задач по интерпретации качественных изменений параметров ПЗП после проведения геолого – технических мероприятий по выравниванию профилей приемистости по результатам ПГИ и ГДИС нагнетательных скважин, вполне удовлетворительно может служить представление модели в виде двухслойного трещиновато-пористого пласта. В одном из пропластков смоделированы условия движения жидкости в трещинах, во втором – движение жидкости в матрицах породы.

Установлено, что система техногенных трещин распространяется на большом расстоянии, затухая по мере удаления от забоя нагнетательной скважины.

В работе [12] приводятся данные подтверждающие обусловленность подобной конфигурации кривых падения давления (КПД) наличием техногенной трещиноватости – после изоляции трещин промежуточный крутой участок КПД выпадает, и она выпрямляется. А по истечении некоторого времени работы нагнетательной скважины (8-12 месяцев), при образовании новых трещин, КПД вновь приобретает исходную конфигурацию.

Другое подтверждение наличия техногенных трещин на Самотлорском месторождении было получено при анализе результатов закачки трассеров, проведенных институтом ООО «НижневартовскНИПИнефть». В качестве примера на рисунке 5.1 приведена роза – диаграмма распространения меченой жидкости, закаченной в скважину № 289Е одного из участков объекта БВ<sub>8</sub> Мыхпайской площади (по данным ПГИ). Скорость перемещения трассера достигала 6 км/ч. Такая высокая скорость продвижения меченой жидкости возможна только при наличии в пласте сверхпроводимых каналов – трещин.

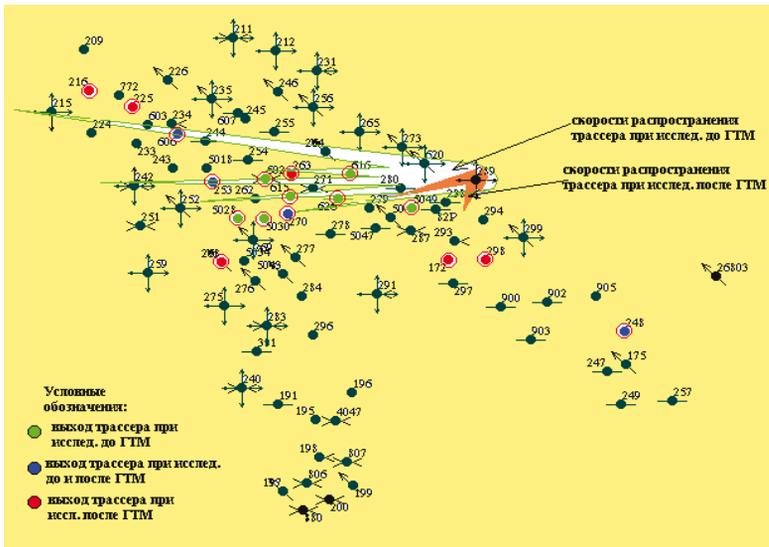


Рисунок 5.1 – Роза-диаграмма приведенных скоростей распространения трассеров до и после ГТМ на скважине № 289Е (пласт БВ<sub>8</sub>) Самотлорского месторождения (по данным ПГИ).

На основе результатов анализа ПГИ методом трассерных исследований делается вывод о том, что отдельные техногенные трещины выходят за пределы, определенных по кривым падения давления зон трещиноватости и при наличии порово-трещинного коллектора сочленяются с естественными и становятся сквозными, соединяющими нагнетательные скважины с добывающими. И как показали результаты трассерных исследований, не обязательно с близлежащими скважинами. Приведённые факты свидетельствуют о том, что каналы низкого фильтрационного сопротивления (НФС) имеют очень высокую степень извилистости, гидродинамически связаны между собой и взаимодействуют с матрицей коллектора [7,8,9,12,13].

Образование высокопроницаемых каналов снижает величину текущего коэффициента нефтеотдачи, что заранее предопределяет длительное время доизвлечения оставшейся нефти в режиме капиллярной пропитки. Как в горизонтальной, так, возможно, и в вертикальной плоскости (по простиранию и по разрезу), между трещинами остаются слабодренируемые запасы нефти.

Необходимо отметить, что на Самотлорском месторождении образование системы техногенных трещин провоцирует, прежде всего, закачка воды в пласт при повышенных давлениях.

По результатам анализа индикаторных диаграмм (ГДИС) нагнетательных скважин по Самотлорскому месторождению построена статистическая зависимость давления разрыва пластов от их проницаемости (рисунок 5.2). С началом нагнетания жидкости в пласт давление постепенно повышается, а затем, при достижении некоторой величины, резко – скачком – падает. Этот скачок давления и означает давление разрыва пласта.

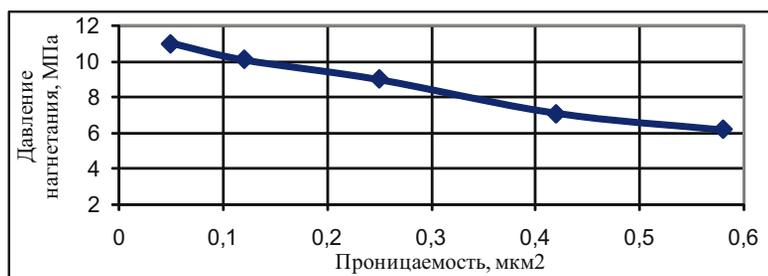


Рисунок 5.2 – Критические давления нагнетания, при которых происходит раскрытие трещин

Как следует из рисунка 5.2, с увеличением проницаемости, давление разрыва пласта падает, что предполагает приоритетность образования трещин в наиболее проницаемых коллекторах. Кроме того, оказывают влияние и физико-механические свойства коллекторов. Известно, что чем выше проницаемость пород, тем ниже градиент их разрыва.

### 5.3 Применение химических и газовых методов повышения нефтеотдачи пластов

Вопросами исследования и решения задач вовлечения в активную разработку запасов из заводненных зон методами увеличения нефтеотдачи (МУН) занимались многие ученые. Среди них отметим Л.К. Алтунину, Г.А. Бабаляна, А.А. Боксермана, Л.С. Бриллианта, В.М. Ревенко и др.

В литературе можно найти до десятка различных авторских классификаций, в основу которых положены принципы деления технологий: по физическим и химическим особенностям, по типу состава, по объему закачки реагентов, по глубине воздействия и т.д..

**Этапы применения методов увеличения нефтеотдачи.** На месторождениях Западной Сибири накоплен значительный научно – промышленный опыт применения химических и газовых методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Специалисты выделяют три этапа развития методов ПНП.

**Первый этап применения МУН** относится к 1978 г и знаменует собой заводнение с использованием НПАВ низких концентраций (0,05-0,1%) на залежах АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, АВ<sub>2-3</sub>, АВ<sub>4-5</sub>, БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>10</sub> Самотлорского месторождения. Разработчиками технологии выступили специалисты БашНИПИ-нефть [7,12,13].

Расчётная эффективность мероприятия должна была достигаться за счет снижения поверхностного натяжения на границе фаз и более полного вытеснения нефти. Практическая реализация технологии на Самотлорском месторождении показала, что эффективность ее оказалась ниже, чем предполагалось. Причинами низкой эффективности вытеснения нефти ПАВ послужили как технологические, так и геологические факторы.

В 1984-1985 гг. началось испытание технологии закачки в пласт водных растворов НПАВ высокой концентрации (5-10%). В отличие от первой технологии, вторая предполагала создание в пласте эмульсии нефти в воде, имеющей повышенные вязкостные характеристики. По данным ра-

боты положительные результаты получены по 5 из 11 участков, при этом прирост КИН составил от 1 до 4,8%.

На Самотлорском месторождении охват пластов при закачке НПАВ по данным промыслово – геофизических исследований (ПГИ) оказался ниже, чем при традиционном заводнении, как за счет их адсорбции на породе, химического взаимодействия с пластовыми водами (неучтенного при лабораторных испытаниях), так и за счет опережающего прорыва композиции НПАВ по системе высокопроводящих каналов. В связи с этим, в последующем, был сделан вывод о необходимости предварительных закачек композиций, кольтматирующих высокопроницаемые прослойки.

**Второй этап применения МУН** относится к 1984-1989 гг. В этот период к опытно-промышленному применению принята программа испытания технологии попеременной закачки попутного нефтяного газа и воды.

Водогазовое воздействие (ВГВ) сочетает полезные свойства газа – возможность достижения высокого коэффициента вытеснения нефти и действие закачиваемой воды – возможность достижения относительно более высокого коэффициента охвата.

Технологической схемой, составленной институтом СибНИИНП в 1981 году, предусматривалась организация работ по водогазовому воздействию на объектах АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, АВ<sub>2-3</sub>, БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>10</sub>.

Работы по ВГВ осуществлялись с 1984 по 1993гг. во все нагнетательные скважины, предусмотренные этим проектом. По данным АО «Нижневартовскнефтегаз» технологическая эффективность от применения ВГВ за период с 1984 по 1990 г. оценивается в объеме 1269,3 тыс. т дополнительно добытой нефти.

Несмотря на длительный период организации работ (10 лет), при большем объеме закачки газа, проектных объемов добычи нефти достичь также не удалось.

**Третий этап применения МУН** относится к новейшей истории месторождения. В 1995-1997 гг. были разработаны основные принципы и базовые технологии методов выравнивания профилей приемистости (ВПП) для Самотлорского месторождения, ориентированные на применение: осадко-гелеобразующих и дисперсных систем с постоянным геофизическим контролем процесса.

Результаты опытных работ на полигонах по полимерно-щелочному заводнению, и с учетом опыта проведения работ в других нефтегазодобывающих Компаниях, подтвердили вывод о необходимости использования большеобъемных оторочек полимеров и ПАВ, а для нивелирования свойств двойной

среды необходимо перед проведением работ обеспечить закачку оторочек составов по ВПП с обязательным проведением промыслово – геофизических и гидродинамических методов контроля за технологическим процессом [13]

Поскольку при применении методов ВПП в большинстве случаев, по данным ПГИ, происходит изменение профиля приемистости и отклонение потоков нагнетаемой воды, то правильнее было бы назвать эти методы потокоотклоняющими технологиями *изменения профиля приемистости*.

В Компаниях, эксплуатирующих Самотлорское месторождение, выделяется три основных типа составов: дисперсные – по принципу превалирующей роли дисперсной фазы; осадко-гелеобразующие растворы, образующие гели или осадки; и комплексные составы, состоящие, например, из геле и осадкообразующих композиций, а также из смеси гелеобразующих и дисперсных.

В период с 1994 по 2001 гг. объем дополнительной добычи нефти за счет внедрения всех методов ВПП составил 14054 тыс. т.

При значительном объеме работ по ВПП (более 5000 операций), часто повторявшихся на одних и тех же участках, естественно встает вопрос об эффективности их применения за счёт изменения профиля приемистости (увеличения охвата воздействия).

На рисунке 5.3 приведены результаты исследований до и после проведения работ по ВПП крупнодисперсными композициями, из которого видно, что после проведения работ профиль приемистости расширился, однако через определенное время интервал, который принимал воду до мероприятия, вновь открылся и стал наиболее проницаемым. То есть появилась необходимость проведения повторных работ.

## **5.4 Контроль систематизации и оптимизации процессов потокоотклоняющих технологий**

Исследования, проведенные на месторождениях Татарии, Башкирии, Западной Сибири и других районов России, подтверждают, что стабильная приемистость нагнетательных скважин обеспечивается наличием в прискважинной зоне развитой системы техногенных трещин в зонах низкой прочности цемента породы или на границе коллектор – глинистый пропласток и образованием промытых каналов в интервалах преимущественной фильтрации. Развитие трещин, в этом случае, происходит по зонам ослабленной цементации, по отдельным плоскостям микротрещин, либо образованным в результате вскрытия пласта буре-

нием, нарушившим естественное распределение напряжений в горном массиве. При этом основные преобразования касаются ближней зоны скважин, хотя отдельные каналы имеют распространение на расстояния 300 и более метров, что подтверждается гидродинамическими (ГДИС) и трассерными исследованиями (ПГИ). Поэтому логичнее классифицировать коллекторы Самотлорского месторождения как порово-трещинный, где термин трещинный подразумевается в значении: склонный к нарушениям сплошности. При этом микротрещины играют главную роль в неравномерности фильтрации воды по разрезу (в большей степени в прискважинной зоне), основным источником нефти служит поровая матрица, а трещины являются своеобразным байпасом. Механизм вытеснения нефти имеет при этом сложный характер, представляющий собой обменные процессы между поровой матрицей и высокопроницаемыми каналами – трещинами, а вытеснение нефти вокруг них происходит в режиме капиллярной пропитки поровых блоков и за счет гидродинамического перепада между трещинами и порами в удаленной от скважины зоне.

Трещины, развитые и раскрытые в прискважинной зоне, превращаются в отдельные тонкие микроканалы на удалении от скважины. При этом фильтрационные свойства трещин в много раз выше свойств матрицы, а их емкостные характеристики находятся в обратной зависимости.

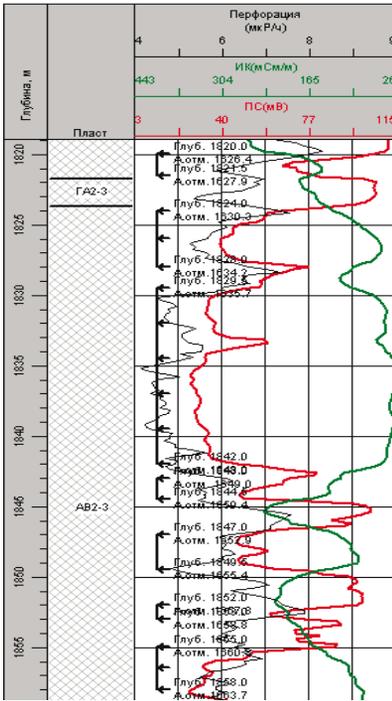
Эффекту техногенной трещиноватости подвержены в первую очередь высокопроницаемые прослой коллектора, радиус зоны «сверхпроводимости» которых при сложившихся давлениях нагнетания увеличивается до 200 м.

В низкопродуктивных зонах (ПК), при проницаемости до  $0,1 \text{ мкм}^2$ , где коэффициент приемистости не превышает  $20 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ , радиус трещин достигает 50 м. Однако, в высокопродуктивных зонах (ГСК), соответственно большей проницаемостью, где коэффициент приемистости увеличивается до  $35 - 40 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ , радиус зоны повышенной проводимости возрастает до 200 м.

#### *5.4.1 Интерпретация кривых падения давления нагнетательных скважин*

Основой большинства широко применяемых методов ГДИС на неустановившихся режимах являются линейная теория упругого режима фильтрации, решение соответствующих прямых и обратных задач подземной гидромеханики, изложенных в многочисленных зарубежных и отечественных публикациях.

Диаграмма скважины: 14676



Профили приемистости после закачки маловязких крупнодисперсных составов

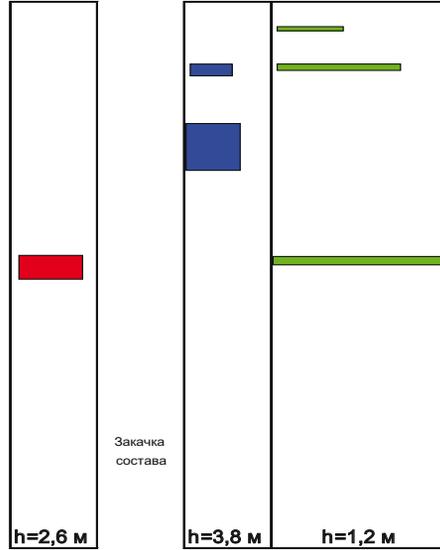


Рисунок 5.3 – Изменение профиля приемистости (по ПГИ) до и после ВПП дисперсными составами.

На Самотлорском месторождении, как упоминалось ранее, трещиноватость связана с техногенными причинами, такими как закачка воды при высоких давлениях, пульсацией давления в системе закачка-отбор, охлаждением пластов, намывкой каналов в интервалах преимущественной фильтрации воды, бурением скважин, ведущим к нарушению естественного состояния пород в прискважинной зоне.

Исследования в добывающих и нагнетательных скважинах по изменению давления в нестационарном режиме играют важную роль в планировании различных ГТМ и оценке их эффективности. Для этого, как известно, используются кривые падения давления (КПД) при смене режима работы скважины, которым чаще всего является остановка, представляются в координатах  $\Delta P-lgt$ , и по наклонам отдельных участков их су-

дят о состоянии прискважинной и удаленной зон пласта, на основании чего принимают решение о проведении соответствующего ГТМ. Поэтому важно знать свидетельствует ли наклон участка о проницаемости какой-то зоны пласта или отражает происходящие в ней процессы.

Снятые при остановке нагнетательных скважин кривые падения давления также характеризуются крутым средним участком. Медведским Р.И. и Юсуповым К.С. установлено, что крутой участок является следствием смыкания трещин вокруг скважины, в результате которого содержащаяся в них вода выдавливается в прискважинную зону и отчасти в саму скважину, затормаживая, тем самым процесс естественного рассасывания избытка давления вокруг скважины, чем создается видимость наличия кольцевой зоны с пониженной проницаемостью. Медведским Р.И. и Юсуповым К.С. выявлен ранее не встречавшийся тип КПД, представляющий в координатах  $\Delta P-lgt$ , – трехзвенную ломанную: с пологим почти горизонтальным начальным звеном (следующим за скачком давления), крутым средним звеном (отражающим смыкание трещин) и с третьим так же пологим звеном, наклон которого отражает проницаемость пласта в удаленной от скважины зоне.

Отсюда следует вывод, что если трещины закупорить закачкой в них какого-либо материала, то изломы кривой должны исчезнуть, а КПД выровняться. Для примера приведена КПД по нагнетательной скважине № 16213 (рисунок 5.4 а, б), через которую ведется закачка в пласт АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> Самотлорского месторождения. В пласт, до ГТМ по закупорке трещин, было закачено 1,1 млн. м<sup>3</sup> воды при давлении на устье до 15 МПа. После остановки скважины на исследование на КПД явно прослеживается три звена, из коих крайние АВ и CD – пологие, а средний ВС более крутой. Спустя две недели в этой скважине произведена закачка закупоривающего материала, с целью изолировать пропласток с высокой проницаемостью, и, тем самым, выровнять профиль приемистости. При последующей за изоляционными работами остановке скважины, промежуточный крутой участок не наблюдается, а сама КПД вытянулась в одну прямую линию (рисунок 5.4 б), из чего следует, что проницаемость трещиноватой зоны уменьшилась и стала близка к проницаемости удаленной зоны.

Кроме того, из рисунка 5.4 б видно, что КПД, полученная после закупорки трещин, почти упирается в нулевое значение на оси ординат, в то время как первое звено КПД, снятой до ГТМ (рисунок 5.4 а), отсекает на оси депрессий отрезок, равный ~ 3,7 МПа, и примерно настолько опустилась вниз сама КПД, снятая после ГТМ.

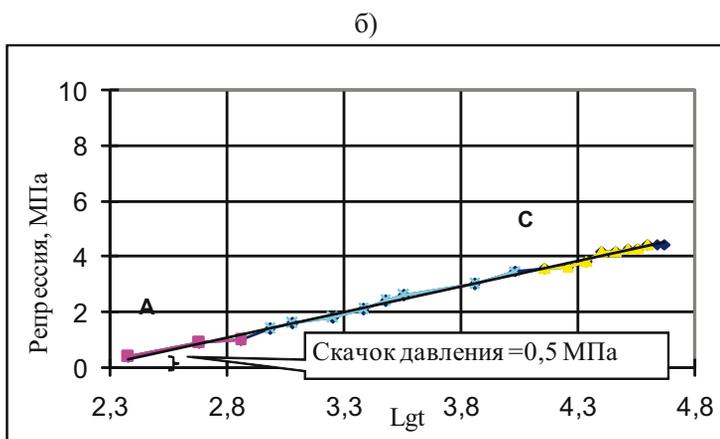
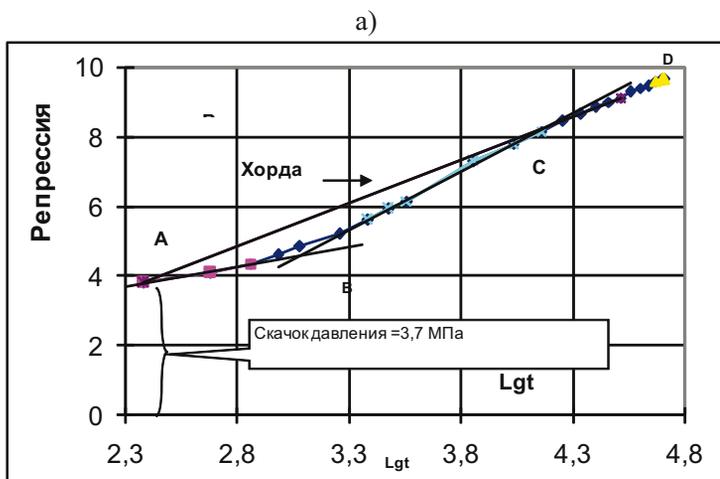


Рисунок 5.4 – Кривые падения давления по скважине № 16213: а) до закачки закупоривающего материала; б) после закачки закупоривающего материала

Исчезновение скачка давления свидетельствует либо о существенном уменьшении объема, либо полной закупорке трещин.

Наличие скачка давления и продолжительного, порядка 17 мин (рисунок 5.4 а), начального почти горизонтального участка характерно для нагнетательных скважин, заводняющих пласт, с редкой сетью трещин

[12]. Само падение давления скачком свидетельствует о незначительном гидравлическом сопротивлении при течении воды по трещинам, а почти горизонтальный начальный участок отражает выравнивание давления между трещинами и поровыми блоками, и этот обменный процесс тоже является довольно продолжительным. После полной закупорки трещин скачок давления исчезает равно, как исчезают и обменные процессы.

Величина скачка давления при наличии в пласте редкой сети трещин выражается формулой (5.1) [4]:

$$\Delta P(o) = \frac{\mu q_0}{2\pi kh} K_0 \left( \frac{r_c}{\sqrt{\chi \tau}} \right), \quad (5.1)$$

где  $\Delta P(o)$  – перепад давления, МПа,  $k$  – проницаемость, мкм<sup>2</sup>;  $h$  – толщина пласта;  $\mu$  – вязкость, мПа\*с;  $q_0$  – дебит м<sup>3</sup>/с;  $K_0$  – символ функции Макдональда с нулевым индексом, безразмерный;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $\chi$  – пьезопроводность определяется проницаемостью трещин, сжимаемостью трещин и поровых блоков, см\*мкм<sup>2</sup>/мПа\*с;  $\tau$  – характерное время запаздывания массообмена между трещинами и блоками.

Итак, на рисунке 5.4а начальный участок КПД отражает обменные процессы между трещинами и блоками, а средний – сжимаемость трещин после остановки скважин, так что их наклон прямого отношения к проницаемостной неоднородности пласта вокруг скважины не имеет, и для того чтобы определить близкую к истинной проницаемость прискважинной зоны представляется более обоснованным соединить прямой на графике  $\Delta P$ - $\lg t$  первую точку начального участка КПД и точку пересечения среднего участка с третьим, характеризующим удаленную зону пласта (как показано на рисунке 5.4а). Такая линия является «**хордой**» и её параметры определяют состояние прискважинной зоны пласта.

Для сопоставления проницаемости, полученной по хорде, в качестве альтернативной методики была взята особая математическая модель Полларда [11]. Согласно этой модели движение жидкости в пласте происходит в результате одновременного расширения жидкости, насыщающей пустоты обеих систем – матрицы и трещин. Сравнительные расчеты показывают, что трещинная проницаемость по Полларду близка к величине, определенной по хорде. Добавим, что по методике Полларда используется коэффициент продуктивности и данные о скачке давления.

Из рисунка 5.5 и таблицы 5.1 с результатами интерпретации видно, что соотношение гидропроводностей до/после ГТМ, определенных по хорде из анаморфозы КПД и соотношение гидропроводностей до/после ГТМ, определенных по индикаторным диаграммам, практически равны и близки к единице. Этот факт является дополнительным доказательством того, что хорда определяет фильтрационные свойства прискважинной зоны. При этом, как видно из рисунка 5.5, индикаторная диаграмма после ГТМ не претерпела изменений – новая линия практически совпадает с той, что была до того, и близка к прямолинейной, однако внутренне система взаимодействия трещин и пор изменилась (изменился наклон и протяженность отдельных первых участков КПД). То есть, влияние закачки закупоривающего состава на прискважинную зону налицо (уменьшился скачок давления на первом этапе исследования по КПД), однако профиль приемистости по пропласткам перераспределился таким образом, что по индикаторным линиям эти изменения отметить не удастся. Индикаторная диаграмма не нечувствительна к обменным процессам, и то же можно сказать о хорде, соединяющей крайние точки интервала времени, в течение которых они происходят.

Таблица 5.1.

**Гидродинамические параметры скважины № 10709  
до и после ГТМ по закупорке трещин**

Параметры		Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> *см/мПа*с
Определенные из хорды [АС] по КПД	до ГТМ	77
	после ГТМ	71
Определенные по индикаторным диаграммам	до ГТМ	131
	после ГТМ	124

Таким образом: для условий Самотлорского месторождения установлено, что:

- гидродинамические параметры прискважинной зоны могут быть определены по наклону хорды, соединяющей крайние точки областей обменных процессов между трещинами и блоками, по

кривым падения давления, построенным в полулогарифмических координатах.

- относительное изменение скачка давления на КПД до и после ГТМ свидетельствует об эффективности работ по изоляции техногенных трещин вокруг нагнетательной скважины. Эффективность закупорки трещин в прискважинной зоне определяется исчезновением скачка давления на КПД, если после закупорки существовавших трещин не образуются новые.

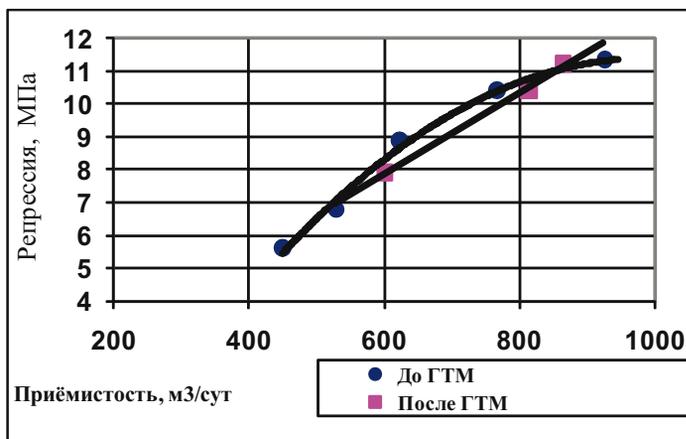


Рисунок 5.5 – Индикаторная диаграмма по скв. № 10709 до и после закачки закупоривающего материала

#### 5.4.2 Исследование влияния ГТМ на изменение профилей приемистости по результатам геофизических исследований

В настоящий момент, на Самотлорском месторождении накопленный спектр технологий по ВПП составляет более 90 составов. Такое многообразие объясняется тем, что на месторождении в разные годы работало более 20 подрядных организаций. На сегодня, можно сказать, что большинство технологий, несмотря на различное название (аббревиатуру), по своему химическому составу и принципу воздействия на пласт во многом схожи. Ниже проведена их классификация.

Весь спектр технологий предлагается разделить на три основные группы композиций по размеру коагулирующих частиц и эффективной вязкости.

*Первая группа* включает технологии воздействия на ПЗП, основанные на применении волокнисто-дисперсных систем, коагулирующих трещины и промытые водой интервалы пласта. Нагнетаемая в пласт вода фильтруется по новым каналам, воздействуя на застойные нефтенасыщенные зоны. Составы относятся к *крупнодисперсным маловязким* композициям.

Ко *второй группе* относятся технологии воздействия на прискважинную зону, основанные на применении осадко – гелеобразующих составов (*высоковязкие мелкодисперсные*). Образование осадков и гелей происходит не на поверхности, а в пласте, в результате влияния температуры через определенный промежуток времени.

К *третьей группе* композиций относятся комплексные составы, сочетающие указанные выше типы составов.

#### 5.4.3 Характер изменения профилей приемистости скважин после проведения ВПП

Проведение специальных промыслово – геофизических исследований, по определению профиля приемистости нагнетательных скважин, позволяет проанализировать эффективность перераспределения потоков закачиваемой воды. При этом из большого объема фактического материала для анализа и интерпретации ПГИ отобраны только те исследования по скважинам, где до и после проведения работ по ВПП рабочие депрессии на пласт были близки.

Изменения происшедшие на диаграммах профилей приемистости оценивались по четырем параметрам и фактам:

- 1) изменение профиля приемистости может произойти по следующим основным сценариям: а) профиль не изменился; б) профиль изменился в сторону его уменьшения в пределах старых интервалов поглощения; в) профиль изменился в сторону его увеличения или уменьшения, но в пределах новых интервалов;
- 2) изменение местоположения по разрезу максимально принимающего интервала пласта (имеется в виду в пределах интервала до проведения работ по ВПП или в новом интервале);
- 3) изменение коэффициента охвата пласта по разрезу:

$$\text{Кохв} = H/h, \quad (5.2)$$

где  $H$  — принимающая толщина пласта (по ГИС), м;  $h$  — толщина пласта, вскрытая перфорацией, м;

4) изменение коэффициента дифференциации:

$$\text{Кдиф} = q_{\text{макс}}/q_{\text{ср}}, \quad (5.3)$$

где  $q_{\text{макс}}$  — приемистость максимально принимающего пропластка в разрезе скважины на 1 м, м<sup>3</sup>/сут;  $q_{\text{ср}}$  — средняя приемистость всех вскрытых интервалов в скважине на 1 м толщины, м<sup>3</sup>/сут.

Типовые примеры изменения профилей приемистости, после проведения ГТМ, приведены на рисунках 5.6 – 5.10, где отображены изменения принимающих толщин пластов.

Так, из рисунка 5.6 следует, что после первого ГТМ произошло расширение профиля, после второго ГТМ – сужение профиля, и все эти изменения происходят в районе интервала, принимавшего до ГТМ (скважина 34900).

На рисунке 5.7 приведен пример многократного проведения работ по ВПП на скважине № 1225 высоковязкими мелкодисперсными составами. Так после первого ГТМ произошло уменьшение профиля приемистости незначительно с 12,6 до 11,2 м, при этом незначительно увеличилась приемистость максимально принимающего интервала. Затем, при отсутствии каких-либо работ, был повторно снят профиль приемистости, который показал еще большее уменьшение толщины при увеличении неоднородности профиля и, соответственно увеличение коэффициента дифференциации. После чего повторно проведены аналогичные работы, и работающая толщина уменьшилась еще в два раза до 6,1 м при дальнейшем увеличении коэффициента дифференциации. И, наконец, в последующие годы трижды проведены работы по ВПП, что обеспечило еще более значительное уменьшение работающей толщины по профилю приемистости до 3,6 м.

Из примера на рисунке 5.8 видно, как произошло увеличение поглощающей толщины после воздействия высокодисперсными маловязкими растворами, что проявилось в появлении нового интервала.

На рисунке 5.9 приведен еще один пример уменьшения работающей толщины вследствие перераспределения потоков при воздействии высоковязких составов.

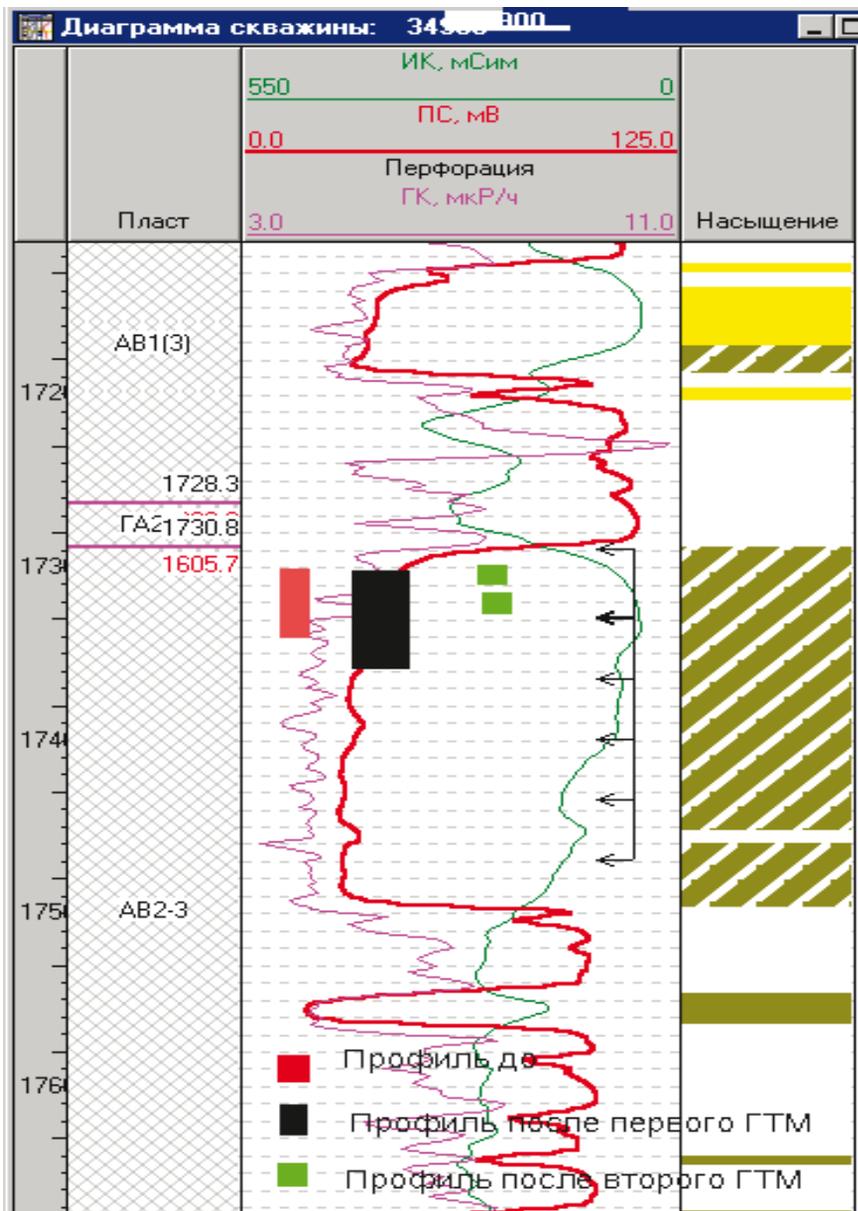
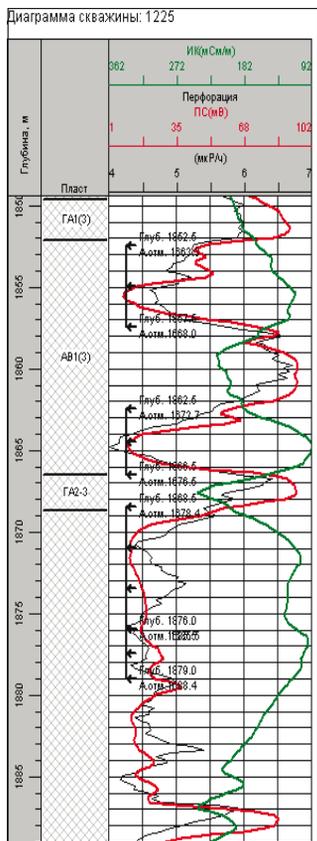


Рисунок 5.6 – Изменение профиля приемистости после ВПП в районе интервала, принимавшего до проведения операции



Профили приемистости после закачки высоковязких мелкодисперсных составов

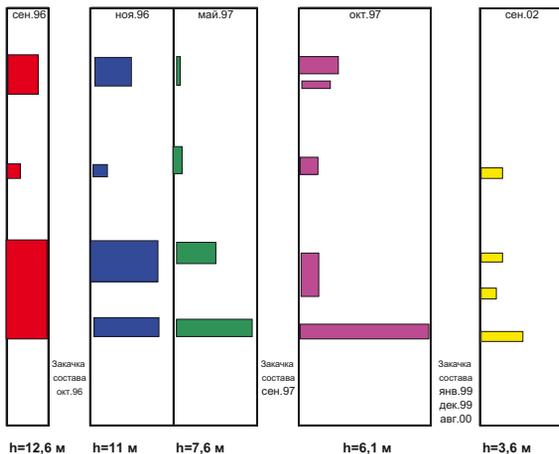


Рисунок – 5.7 Миграция профиля приемистости после проведения работ по ВПП мелкодисперсными высоковязкими составами

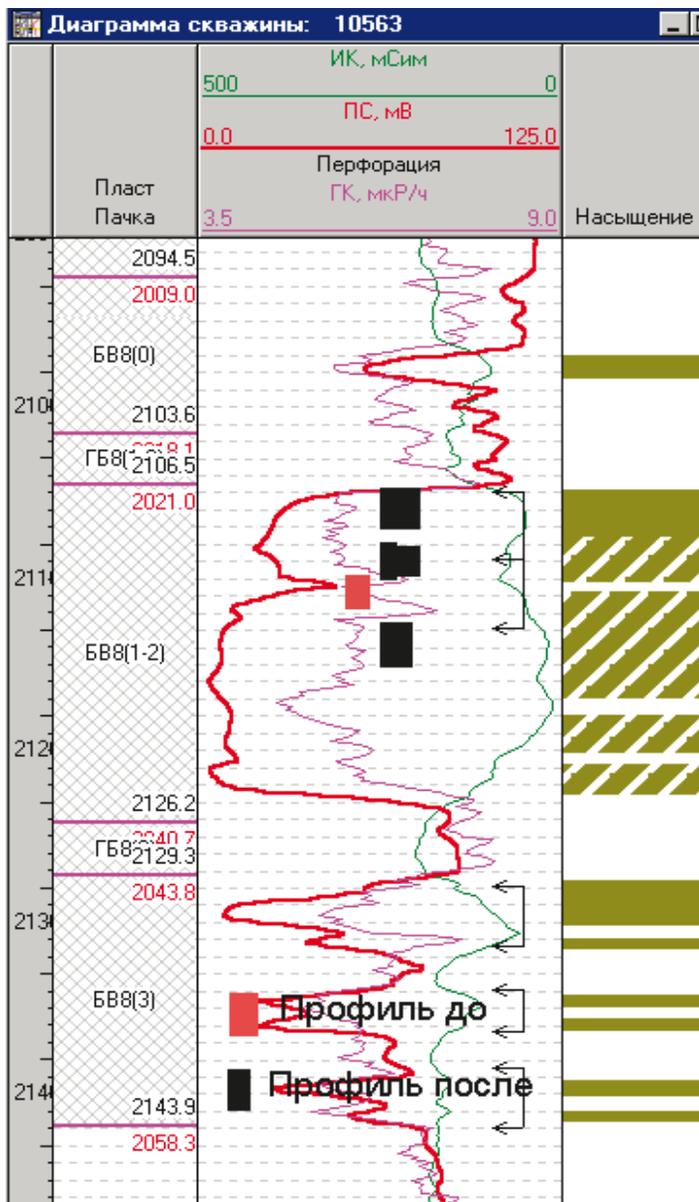


Рисунок 5.8 – Изменение профиля приемистости после ВПП с подключением новых интервалов

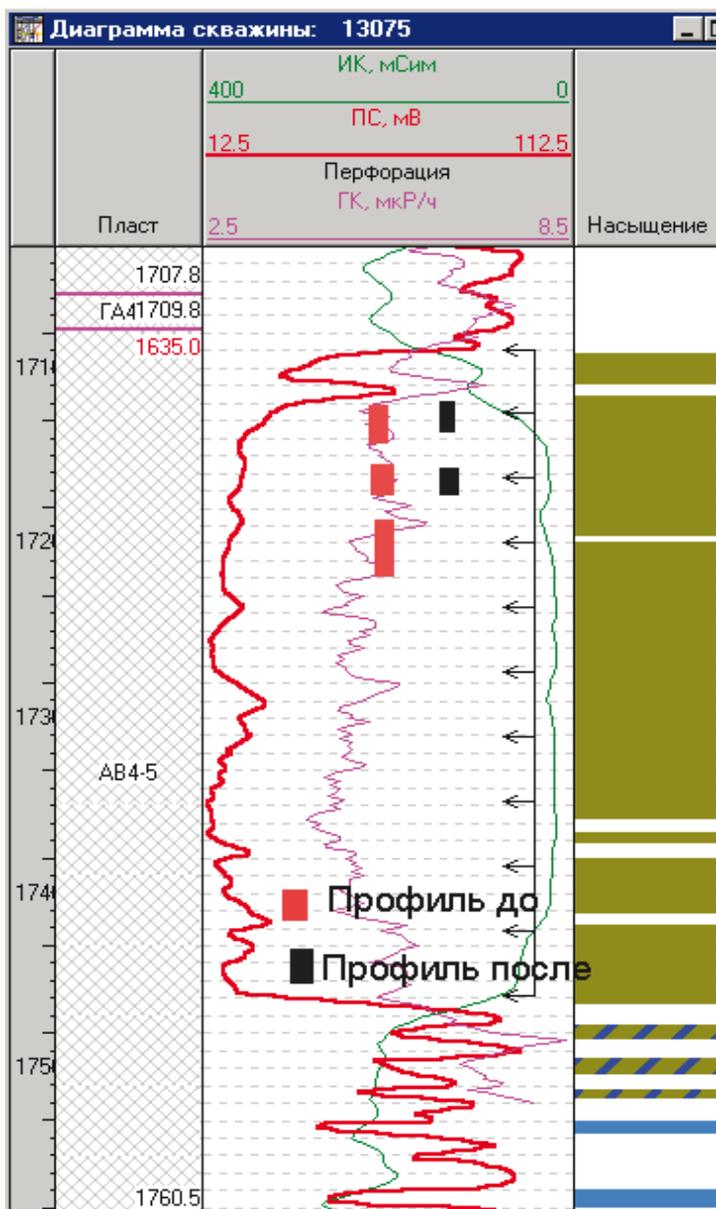


Рисунок 5.9 – Изменение профиля приемистости после ВПП высоковязкими составами

Отметим важность того обстоятельства, где находился интервал максимальной приемистости по разрезу скважины до и после ВПП, и значимость самой величины удельной приемистости этого интервала. Так, по сути, интервал с максимальной приемистостью – это точка отсчета при оценке кольматирующих свойств состава. Действительно, если этот интервал остается на прежнем месте после проведения работ, то закупоривающие свойства композиций можно охарактеризовать как недостаточные, и «коэффициент их полезного действия» ниже возможного. Сама абсолютная величина удельной приемистости максимально принимающего интервала определяет коэффициент дифференциации, а также неоднородность и ступенчатость профиля приемистости. Действительно, чем выше приемистость отдельно взятого пропластка, по сравнению со всеми остальными, тем выше коэффициент дифференциации.

В соответствии с типизацией составов для ВПП проведен обобщающий анализ влияния закупоривающих свойств составов на изменение профиля приемистости. Схематическое представление изменения профиля приемистости, в зависимости от применяемого типа состава приведено на рисунке 5.10. Отметим две составляющие, характеризующие эффективность ГТМ по выравниванию профиля приемистости по данным ПГИ:

- а) изменение и перераспределение потоков в виде относительного уменьшения проводимости высокопроницаемых интервалов или их полная изоляция;
- б) изменение принимающей толщины.

Сумма этих двух составляющих оказывает существенное влияние на реакцию добывающих скважин.

Дифференцированное влияние на профиль приемистости различных типов составов обусловлено следующими факторами.

**Первый фактор.** Высоковязкие мелкодисперсные составы, в виду их реологических свойств, закупоривают относительно мелкие, но тоже достаточно проницаемые каналы, одновременно проникая в трещины. При этом, поскольку процесс геле-осадкообразования происходит не сразу, а с течением времени, то сшивание их происходит уже после пуска скважину под нагнетание. Высоковязкие составы, попадая в трещины, могут их раскрывать еще больше, чему причина – их большая проницаемость относительно других интервалов. При этом если с использованием высоковязких составов профиль приемистости и перемещается по разрезу, то максимально принимающий интервал находится на прежнем месте и его приемистость увеличивается.



Образование одного мощного, но узкого интервала приемистости, ведет к сокращению работающей толщины на рисунке 5.11 приведена полученная зависимость – изменение принимающей толщины от изменения коэффициента дифференциации. Отсюда однозначно следует вывод о том, что увеличение Кдиф (после) в большинстве случаев ведет к уменьшению работающей толщины. Другими словами, увеличивающаяся неоднородность разреза способствует сужению интервала приемистости. Действительно, в параметре гидропроводности связаны две физические величины: толщина и проницаемость, поэтому при сопоставимых коэффициентах приемистости до и после ГТМ увеличение проницаемости определяет уменьшение принимающей толщины.

**Второй фактор.** Маловязкие крупнодисперсные растворы с твердыми наполнителями типа древесной муки, торфа, технического углерода, лигнина и т.п. в основном полностью закупоривают низкопроницаемые и высокопроницаемые интервалы трещин и образуют на границе с низкопроницаемыми интервалами корку, а в высокопроницаемых каналах, в ближней зоне, накапливаются, тем самым, отключая их от работы. Отметим, что раскрытие новых трещин происходит не в момент нагнетания состава – поскольку плотность растворов ниже единицы и давления закачки не превышают давления разрыва, а уже после пуска скважины под закачку. Максимум удельного объема закачки при этом перемещается в другой интервал, проницаемость трещин по КПД уменьшается, поскольку это уже другие трещины, непромытые настолько, как существовавшие. Таким образом, снижение обводненности в добывающих скважинах, по промысловым исследованиям и ПГИ, обеспечивается закупоркой наиболее проницаемых интервалов, изменением профиля приемистости и увеличением коэффициента охвата в нагнетательных скважинах.

В зависимости от типа применяемой композиции, по данным ПГИ, может происходить, как частичная изоляция прежних интервалов с одновременным проникновением состава в глубь пласта, так и полная закупорка работающих интервалов с последующим открытием новых.

Установленные закономерности изменения профилей приемистости позволяют сделать следующий вывод: если неразрывно, в определенной последовательности, применять различные типы композиций, то можно получить синергетический эффект за счёт коэффициен-

та охвата (ПГИ) и коэффициента дифференциации (сглаживается неоднородность) (ГДИС).

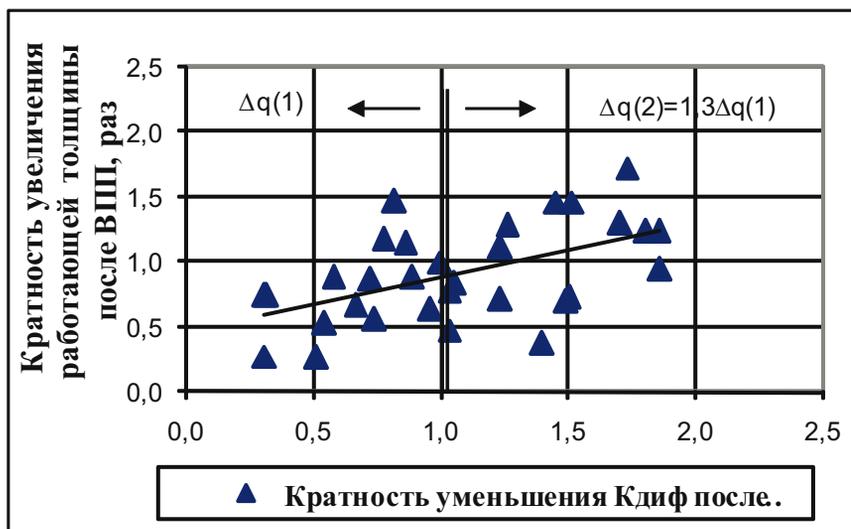


Рисунок 5.11 – Зависимость изменения работающих толщин после ВПП от изменения коэффициента дифференциации

С учетом накопленного обширного материала по промысловым испытаниям и данных лабораторных исследований, создан руководящий документ РД 39-39343456-027-99 «Инструкция по применению комплексных составов для увеличения коэффициента нефтеизвлечения» [8]. В этом документе научно обоснованы и рекомендованы комплексные составы в зависимости от проницаемости пластов и приемистости скважин, оптимизировано применение различных типов составов, что позволило целенаправленно и избирательно воздействовать на различные интервалы разреза и зоны пласта.

Для примера на рисунке 5.12 приведено изменение профиля приемистости, произошедшее после применения комплексной технологии ЭДС+ДС, сочетающей использование высоковязкой эмульсии (продукт подготовки нефти) и крупнодисперсного состава на основе древесной муки. При этом первым закачивался высоко вязкий состав ЭДС для воздействия на удаленные зоны скважины, а затем для более полной кольматации наиболее прини-

мающих интервалов была закачена древесная пульпа. Из рисунка видно, что произошло увеличение коэффициента работающей толщины (Крт) с 0,33 до 0,38. Профиль приемистости также изменился и переместился по разрезу с подключением новых интервалов поглощения воды.

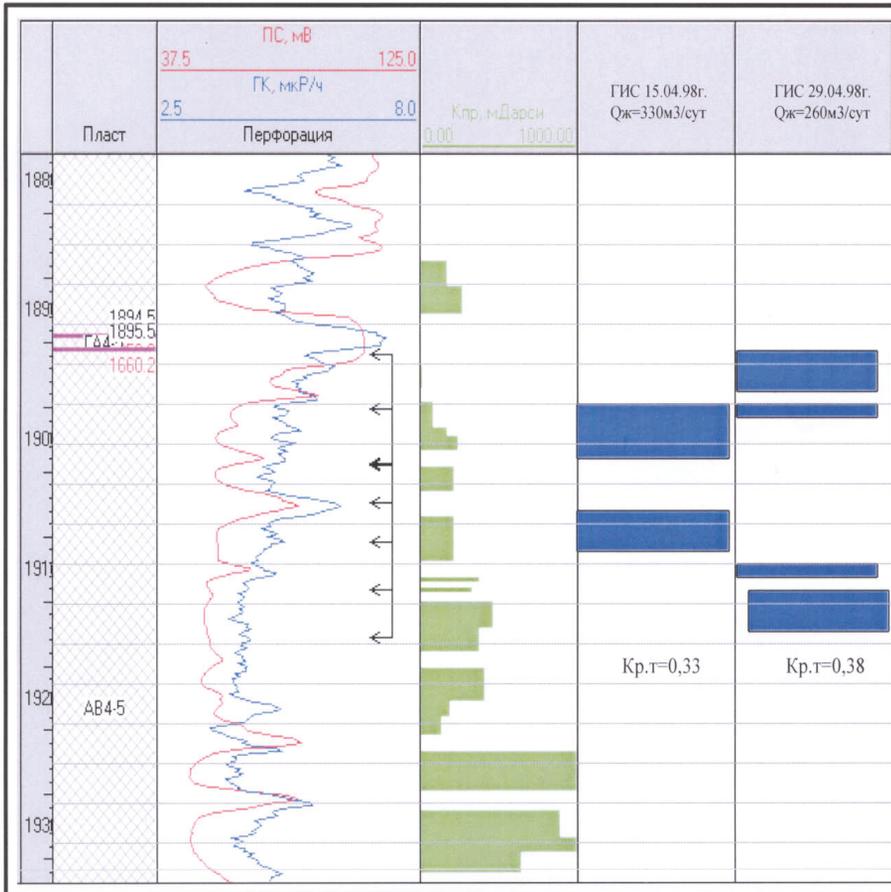


Рисунок 5.12 – Профиль приемистости нагнетательной скважины № 3645 пласта АВ<sub>4-5</sub> до и после закачки комплексного состава (эмульсионных систем с древесной мукой)

#### 5.4.4 Изменение профилей приемистости скважин по данным комплексных гидродинамических и геофизических исследований скважин

В этом разделе приведены практические результаты ГДИС и геофизических исследований до и после воздействия по ВПП по нагнетательным скважинам Самотлорского месторождения.

Покажем на конкретных примерах изменение принимающей толщины по ГИС от изменения значений гидропроводности по материалам ГДИС, используя соотношения этих параметров до и после проведения ГТМ.

На рисунке 5.13 приведена полученная зависимость, которая показывает изменение принимающей толщины от изменения гидропроводности, определенной по хорде.

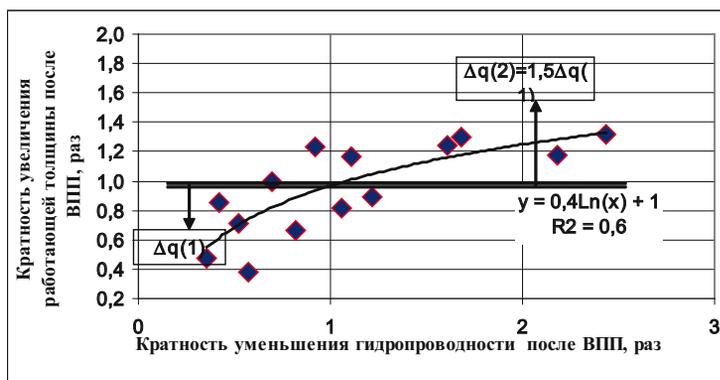


Рисунок 5.13 – Изменение принимающей толщины в зависимости от изменения гидропроводности, определенной по хорде:  $\Delta q$  – приросты дебитов нефти, т/сут.

Оказалось (из графика), что изменение профиля приемистости имеет тенденцию к увеличению работающей толщины при уменьшении гидропроводности прискважинной зоны после ВПП и, наоборот, при увеличении гидропроводности после ВПП работающая толщина уменьшается. Значения прироста дебита нефти ( $\Delta q$  – показанные на рисунке 5.13), по реагирующим скважинам, подтверждают значимость коэффициента работающей толщины в нагнетательной скважине: в среднем прирост деби-

та нефти в полтора раза выше там, где после ВПП увеличилась принимающая толщина, или, что то же самое, коэффициент охвата.

Зависимость принимающей толщины от изменения гидропроводности имеет логарифмический характер и выражается уравнением:

$$\frac{h_2}{h_1} = 0,4 \ln \frac{\epsilon_1}{\epsilon_2} + 1, \quad (5.4)$$

где индексы 1 и 2 означают до и после ГТМ;  $h$  – работающая толщина в скважине, м;  $\epsilon$  – гидропроводность,  $\text{мкм}^2 \times \text{см} / \text{МПа} \times \text{с}$ .

То, что уменьшение гидропроводности по хорде свидетельствует об увеличении работающей толщины, объясняется тем, что закачиваемая вода принимается уже не узким и высокопроницаемым промытым пропластком или малой долей пропластков, а значительно менее проницаемыми, но в сумме более широкими по высоте интервалами разреза. Действительно, повторимся, что в формулу гидропроводности входит два основных параметра: проницаемость и толщина, и если происходит закупорка высоко проницаемого узкого интервала и падает общая гидропроводность, то для того, чтобы обеспечить поступление в нагнетательную скважину прежних объемов воды необходим более широкий интервал при низких проницаемостях. Иными словами, уменьшение проницаемости (кольматацией части интервала какими-либо составами) компенсируется увеличением работающей толщины. Увеличение работающей толщины обеспечивается, собственно, не напрямую составами по ВПП, поскольку это составы «загрязняющие», но не интенсифицирующие прискважинную зону, а обеспечивается последующей эксплуатацией нагнетательных скважин в трещинном режиме при повышенных давлениях нагнетания (имеет место в большинстве скважин на Самотлоре), что и способствует образованию новых, но еще мало промытых и не настолько проницаемых интервалов. Наиболее подробно этот вопрос рассматривался ранее в [7,12]. При этом с одной стороны получается, что высокие давления закачки способствуют образованию новых каналов и вовлечению каких-то других интервалов, и это положительно. Но с другой стороны именно постоянное высокое давление закачки способствует образованию протяженных каналов низкого фильтрационного сопротивления, которые и приводят к неравномерности закачки и выработки запасов по разрезу.

Таким образом, при оценке эффективности воздействия составов по ВПП, помимо изменения начального скачка давления, не менее важную роль играет и характер изменения гидропроводности.

По гидродинамическим исследованиям на неустановившихся режимах, до и после ВПП, можно судить об эффективности произведенных работ с точки зрения увеличения принимающей толщины и закупорки трещин:

- уменьшение гидропроводности после ВПП говорит о способности составов увеличивать коэффициент охвата;
- уменьшение скачка давления говорит об изменении емкости трещин;
- установленные для Самотлорского месторождения факты свидетельствуют, что ступенчатость профиля приемистости определяет принимающую толщину в прискважинной зоне. Чем выше неоднородность профиля по данным ПГИ, а особенно при наличии мощного промытого или трещиноватого пропластка, тем меньше работающая толщина;
- из вышеизложенного следует вывод, что огромное значение при подборе скважин для проведения работ по ВПП играют параметры прискважинной зоны (по ГДИС).

#### *5.4.5 Методика подбора участков и скважин для применения потокоотклоняющих технологий*

Как правило, организация ведения работ по применению ВПП и потокоотклоняющих технологий в нефтегазодобывающих предприятиях сводится к выдаче подрядчику участков залежи, где необходимо первоочередное применение этих методов. Основными признаками при этом являются наличие высокообводненного фонда скважин, низкий уровень или падающая добыча нефти, высокая или резко растущая обводненность.

В последующем подрядчик, адаптируя свои технологии к термобарическим условиям пластов и приемистости скважин, вынужден применять технологии без уверенности в достоверности остаточных запасов и вне зависимости от степени выработки участков, а во многих случаях без объективной оценки необходимости в таких работах.

Поэтому, вопросы научно – обоснованного подбора участков и очередности обработок скважин, последовательности применения технологий приобретают первостепенную роль при использовании методов химического воздействия.

Основываясь на результатах научных исследований и опыта применения МУН на месторождении, разработана концепция выбора объектов

для применения потокоотклоняющих технологий [12]. Она заключается в необходимости строго обоснования очередности подбора скважин и потребности таких работ на участках для применения технологий.

Приоритетными предпосылками для применения потокоотклоняющих технологий на участках в условиях значительной степени выработки запасов и высокой обводненности продукции являются следующие условия.

1. Наличие резко выраженной геологической фильтрационной неоднородности разреза пласта (предпосылка опережающей выработки запасов по отдельным пропласткам). В первую очередь обрабатываются участки с наиболее ярко выраженной неоднородностью, определяемой по материалам ГИС.
2. Соответствие степени выработки запасов нефти обводненности продукции: чем меньше соответствие, тем в первую очередь диктуется необходимость проведения работ (это свидетельствует о наличии защемленных остаточных извлекаемых запасов).
3. Соотношение степени прокачки (в процентах от порового объема участка) и отбора от НИЗ. Чем больше это соотношение, тем меньше текущий коэффициент полезного действия системы ППД, и тем больше объемов воды закачено и извлечено, не совершив полезной работы по фронтальному вытеснению нефти.
4. При сложившихся давлениях нагнетания воды свойства коллектора характеризуются двойной средой, проявление которых устанавливается по индикаторным диаграммам (по данным ГДИС). При прочих равных условиях в первую очередь обрабатываются участки с наличием ярко выраженной техногенной трещиноватостью, определённой по КПД.
5. В условиях однородного геологического строения залежей По данным и нагнетательным скважинам, соответственно по КВД и КПД. Чем больше ГИС), сопоставляются проницаемости, определенные по добывающим разница между растяжением и сжатием пород в ПЗП, тем сильнее подвержены пласты со стороны нагнетательных скважин расслоению и промывке, что ведет к образованию отдельных «ручейковых» полей фильтрации.
6. Должен быть выполнен анализ проведенных ранее работ по ВПП на участках с привлечением данных ПГИ и ГДИС. При прочих равных условиях, в первую очередь должны обрабатывать-

ся участки, в наименьшей степени подвергнутые обработкам по ВПП, поскольку запасы, которые могут быть извлечены с применением этих технологий, еще находятся в недрах.

Если на участках есть необходимость в проведении работ, то методика определения очередности подбора скважин внутри участков может быть следующей:

- определяются скважины, где профиль приемистости, определённый по данным ПГИ, указывает на узкий интервал поглощения, и в разрезе скважины имеются пропластки, неохваченные закачкой. Тогда подключение неработающих интервалов приведет к увеличению полноты выработки запасов;
- по профилю приемистости, определённой по данным ПГИ, наблюдается явное несоответствие объемов закачки по пачкам и толщинам этих пачек, а также существует доказанная необходимость изменения этих пропорций и перераспределения потока закачиваемых вод;
- определяются скважины, имеющие наибольший объем техногенных трещин (по КПД имеющие максимальный скачок на начальном этапе исследования). Скважины обрабатываются в порядке от большей величины скачка к меньшей величине;
- определяются первоочередные скважины, обладающие техногенной трещиноватостью в ПЗП (по КПД), когда по индикаторным исследованиям наблюдается вогнутость к оси приемистости (по ГДИС).

Таким образом, по всему комплексу, имеющихся данных ПГИ и ГДИС согласно вышеуказанным критериям выбираются в первую очередь участки и скважины с наибольшим количеством факторов, свидетельствующим о неблагоприятной обстановке с выработкой запасов.

#### *5.4.6 Потокотклоняющая технология на основе генерируемых пенных систем*

Традиционные композиции по ВПП в различной степени кольматируют и низко- и высоко проницаемые пропластки в прискважинной зоне, хотя целесообразнее было воздействовать на высокопроницаемые интервалы.

Таким требованиям отвечают пенные системы, обладающие регулируемыми в широких пределах параметрами. Технология циклической обработки пенами позволяет доставлять ее на любые расстояния от скважины.

Согласно разработанной технологии [12] образование пены происходит не на поверхности, а в пласте, поэтому можно говорить о том, что, обладая низкой вязкостью, исходные компоненты пены (водный раствор ПАВ и газ) не засоряют малопроницаемые пропластки, а, проникая в высокопроницаемые, образуют в них пенный барьер.

Основная задача пенных систем – возможность выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, создание потокоотклоняющих барьеров и ограничение водопритока в добывающие скважины (ОВП).

Кроме того, если в качестве газовой фазы используется углеводородный газ, то он разжижает нефть, снижая ее вязкость, тем самым, стимулируя вытеснение нефти.

Промысловые испытания пенного воздействия проведены в 2002 г на скважине № 2661 Самотлорского месторождения на участке с блочной системой разработки объекта АВ<sub>4,5</sub>.

Технологически реализовалась схема закачки пены в пласт чередующимися последовательными оторочками пенообразующего раствора и газа с газлифтного комплекса.

Проведение работ по испытанию пенных систем сопровождалось полным комплексом гидродинамических (ГДИС) и промыслово – геофизических исследований ПГИ).

Так, из сопоставления гидродинамических исследований до и после проведения работ (таблица 5.2, рисунки 5.14 и 5.15) видно, что скачок давления уменьшился с 70 до 60 атм, а проницаемость ПЗП по хорде уменьшилась в 2,9 раза, что говорит о кольтматации существующих высокопроводящих каналов. После проведения работ прискважинная зона приобрела однородный характер (рисунок 5.16).

На рисунке 5.16 приведены индикаторные диаграммы до и после проведения работ, характер которых свидетельствуют о смене режима фильтрации от трещинного коллектора к поровому.

Практическим результатом воздействия явилось снижение обводненности продукции добывающих скважинах, увеличение доли нефти от 10 до 40%.

Наглядно результаты проведения пенной обработки приведены на рисунке 5.17, где показаны диаграммы профилей приемистости до и после воздействия по материалам ПГИ. Здесь четко прослеживается изменение профиля приемистости: старые высокопромытые каналы кальма-

тированы, в результате образовались новые интервалы поглощения, при этом работающая толщина (коэффициент охвата по разрезу) увеличилась на 30%.

Таблица 5.2.

**Параметры коллектора до и после проведения работ, определённые по гидродинамическим исследованиям**

Параметры	Коэффициент приемистости, м <sup>3</sup> /сут×МПа	Параметры, определённые по хорде		
		гидропроводность, мкм <sup>2</sup> ×см/мПа×с	пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	радиус зоны трещиноватости, м
До проведения работ	95	87	1682	90
После проведения работ	35	30	580	51
Соотношение параметров до/после, раз	2,7	2,9	2,9	1,8

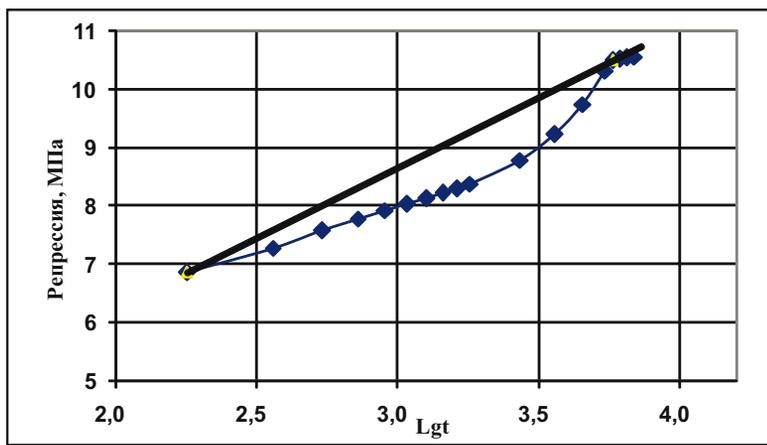


Рисунок 5.14 – График КВД до производства работ по закачке пен

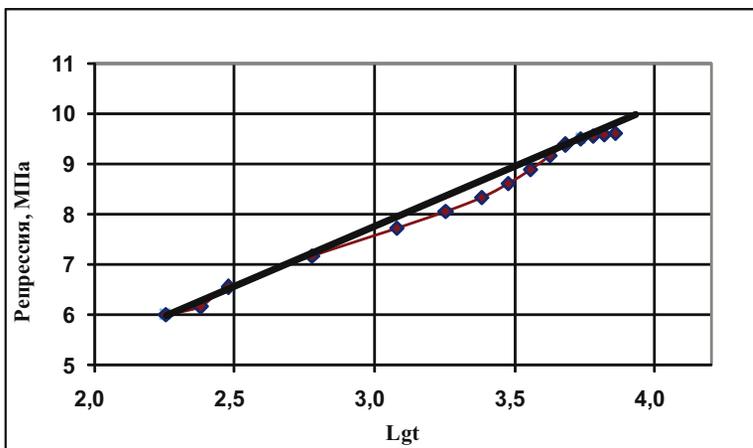


Рисунок 5.15 – График КПД после производства работ по закачке пен

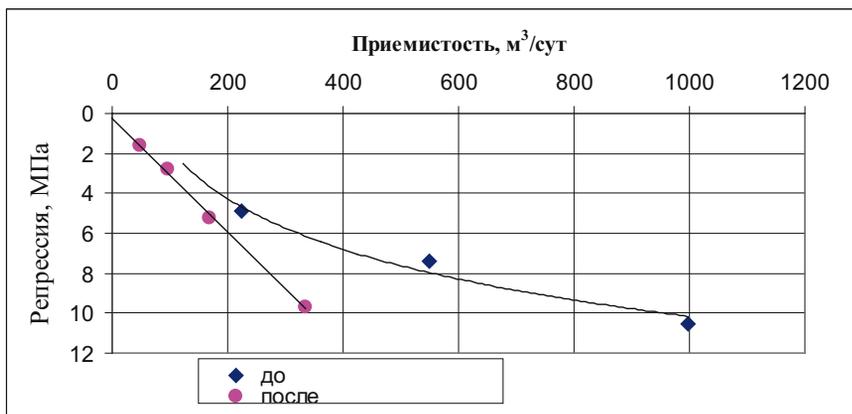


Рисунок 5.16 – Индикаторные диаграммы до и после производства работ по закачке пен

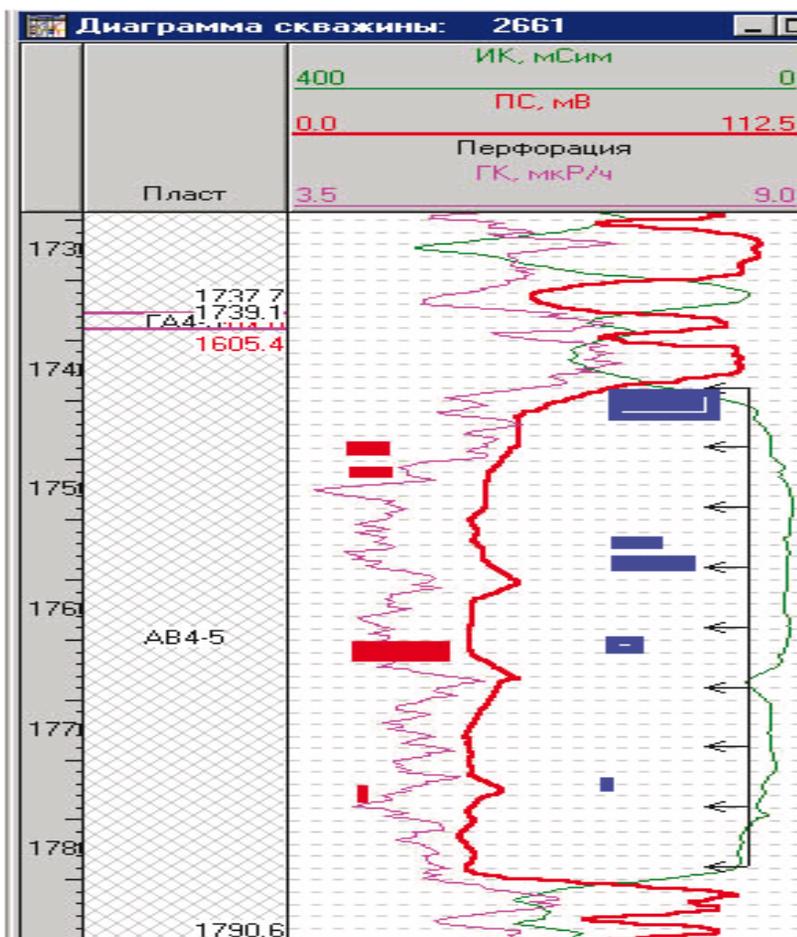


Рисунок 5.17 – Профиль приемистости до и после проведения работ по пенному воздействию

На воздействие пенами прореагировало 6 скважин, прирост дебита составил 2 т/сут на одну реагирующую скважину. В годовом исчислении это позволит на одну операцию по закачке пен добыть дополнительно от 1300 до 3000 т нефти. Для сравнения – достичь подобной эффективности при применении традиционных методов ВПП возможно было бы только при трехкратном увеличении объема закачки реагентов, что реально осуществить далеко не во всех скважинах. Кроме того это привело бы, соответственно, к кратному увеличению затрат и снижению рентабельности работ.

## 6 КОНЦЕПЦИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО (ЦИКЛИЧЕСКОГО) ЗАВОДНЕНИЯ

Анализ промысловых данных и теоретические расчёты показывают, что при разработке единой сеткой скважин нескольких пропластков различной проницаемости фильтрацией оказываются охваченными только наиболее проницаемые части продуктивного пласта [15].

По данным ГИС нефтенасыщенный пласт является неоднородным телом в геологическом отношении и может быть разделён на два или более слоя различной проницаемости. Тогда степень «участия» этих слоёв в разработке можно характеризовать отношением  $K_i / K_m$  – где  $K_i$  – средняя проницаемость  $i$  – го слоя;  $K_m$  – проницаемость слоя с наилучшими характеристиками.

Если отношение  $K_i / K_m$  меньше критического значения  $\lambda$ , то можно считать, что  $i$  – го слой не вырабатывается. По Сургучёву М.Л., Диашеву Р.Н., Кибаленко, А.А., Дорошенко А.А. критическая величина отношения меняется от 1/5 до 1/3, чаще всего приводится оценка 1/4.

Геологически обусловленные ресурсы применения МУН могут быть определены путём:

- выделения в разрезе пластов слоёв различной проницаемости (керна, ГИС);
- оценки запасов нефти содержащихся в низкопроницаемых невырабатываемых слоях (принимая  $\lambda = 1/4$ );
- определения, путём математического моделирования, характерных участков, доли нефти, которая может быть извлечена из низкопроницаемых слоёв за счёт применения МУН.

Наиболее удобным аппаратом для формализации задачи разделения пласта на слои различной проницаемости является построение геолого – статистических разрезов (Бадьянов В.А.) по песчанности, проницаемости, относительному параметру ПС, пористости и т.д. (по материалам УФ ООО «ЮганскНИПИнефть»).

Методика выбора участков под циклическое воздействие основывается на построении четырехслойной профильной модели пласта и карт распределения комплексного параметра  $F_{co}$  в программе “Stormanalitica”. При построении четырехслойной профильной модели пласта происходит преобразование нескольких связанных пачек в одну пачку, состоящую

из двух связанных и двух несвязанных слоев: По каждой связной пачке нужно преобразовать несколько слоев в два слоя, один из которых относительно высокопроницаемый, а другой низкопроницаемый. Затем полученные двухслойные пачки нужно объединить в одну; при этом толщины слоев складываются, а проницаемости взвешиваются между собой соответственно их категориям (высоко- или низкопроницаемые).

Обособленный участок залежи можно охарактеризовать одной среднестатистической четырехслойной моделью. При этом сначала определяются средневзвешенные проницаемость и вариация проницаемости по участку, затем строятся по каждой скважине четырехслойные модели, которые в конце усредняются между собой.

Полученная таким образом четырехслойная модель учитывает связную неоднородную часть пласта, именно ту часть, в которой возможны вертикальные перетоки из-за неравномерного перераспределения давления. Настройка модели по промысловым данным (обводненность, объем закачки, количество извлеченной нефти) позволяет несколько по иному взглянуть на структуру остаточных запасов, на то, какую долю от текущих запасов можно потенциально доизвлечь с помощью циклического воздействия.

На рисунке 6.1 вертикальной штриховкой показана зона эффективных вертикальных перетоков при циклическом заводнении рассматриваемых участков.

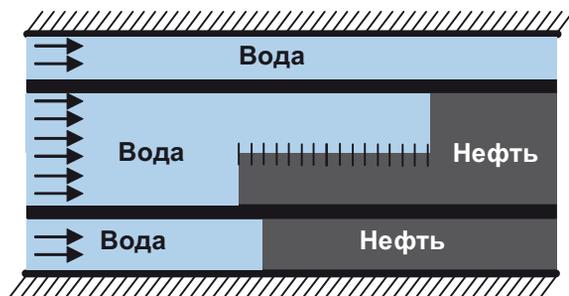


Рисунок 6.1 – Схематичные результаты настройки гидродинамики заводнения на промысловые данные (вертикальной штриховкой показана зона эффективных для циклического воздействия вертикальных перетоков)

**Комплексный параметр критерий ( $F_{co}$ ), вычисляемый на основе четырехслойной профильной модели.** Объем вертикальных перетоков

жидкости главным образом зависит от величины импульса давления распространяющегося от нагнетательной скважины к добывающей, от величины перепада давления между связными слоями и от общей проницаемости дренируемой системы. Импульс, как правило, задают переменным расходом, в этом случае доля расхода, приходящаяся на неоднородную связную часть, будет выражаться для четырехслойной модели следующим соотношением:

$$F_{io} = \frac{k_2 h_2 + k_3 h_3}{k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3 + k_4 h_4}. \quad (6.1)$$

Величина перепада давления между слоями связана с тем, что перераспределение давления по высоко- и низкопроницаемым слоям происходит с разной скоростью. Таким образом, если принять, что сжимаемости и вязкости нефти и воды варьируются в небольших пределах по сравнению с проницаемостью, то можно считать, что неравномерность перераспределения давления зависит только от вариации проницаемости в связной части:

$$F_{dk} = \frac{|k_2 - k_3|}{k_2 + k_3}. \quad (6.2)$$

Для продолжительных вертикальных перетоков необходим достаточный запас упругой энергии пласта, этот запас энергии выражается объемом коллектора, поэтому относительная связная толщина также является не мало важным критерием:

$$F_{ho} = \frac{h_2 + h_3}{h_1 + h_2 + h_3 + h_4}. \quad (6.3)$$

На первый взгляд может показаться, что параметры  $F_{io}$  и  $F_{ho}$  хорошо коррелируют между собой, однако многочисленные варианты четырехслойной модели для серии месторождений показали корреляцию между этими параметрами порядка 0.3, т.е. их можно рассматривать как независимые параметры.

Все три параметра в целом составляют геологический аспект вероятной эффективности от циклического воздействия. Каждый из параметров вносит определенный вклад в некоторый общий комплекс, однако, без основательных статистических исследований, сложно сказать какие именно веса имеют параметры. На данный момент, в качестве общего комплекса, предлагается взять линейную комбинацию 3-х параметров с равными весами:

$$F_{co} = w_{dk} F_{dk} + w_{ho} F_{ho} + w_{io} F_{io}, \quad (6.4)$$

где  $w_{dk} = w_{ho} = w_{io} = 1/3$  – соответствующие веса параметров.

**Выделение зон, благоприятных с геологической точки зрения для циклического воздействия.** Поле распределения комплексного параметра  $F_{co}$  позволяет визуально выделить потенциально благоприятные зоны для циклического воздействия. На рисунке 6.2 для примера приведена карта распределения комплексного параметра  $F_{co}$  на объекте БВ<sub>3</sub> Ключевого месторождения

ТПП «Покачевнефтегаз», на которой выделены благоприятные для циклического воздействия зоны. В зонах, окрашенных оттенками зеленого цвета скважины имеют связанные разнопроницаемые пропластки, между которыми при проведении циклического заводнения возникают перетоки флюидов. Значения параметра  $F_{co}$  находятся в диапазоне значений от 0 до 1, и чем больше скважин на участке имеют значения отличные от нуля, тем более этот участок подходит по геологии для внедрения на нем технологии циклического заводнения.

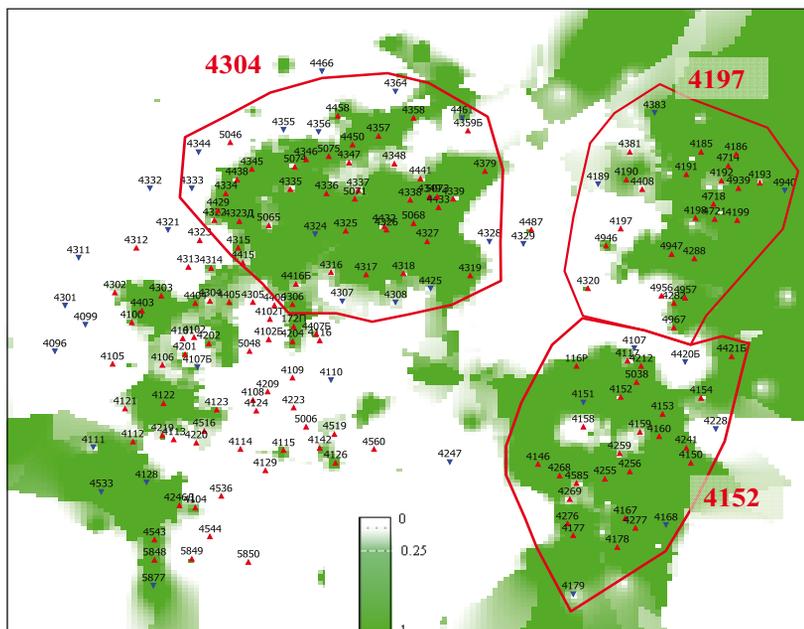


Рисунок 6.2. Карта распределения параметра геологической благоприятности для циклического воздействия ( $F_{co}$ ) на объекте БВ<sub>3</sub> Ключевого месторождения ТПП «Покачевнефтегаз».

При выборе участков, рекомендуемых для нестационарного заводнения, учитывается также толщина низкопроницаемого связного пропластка, в котором при стационарном заводнении остается невытесненная нефть.

## 6.1 Характеристика остаточных запасов нефти по данным геолого-гидродинамического моделирования

Одним из результатов геолого-гидродинамического моделирования является локализация перспективных зон для доизвлечения остаточных запасов, а также выявление не вовлеченных в процесс разработки участков пласта. Использование адаптированной фильтрационной модели позволяет запланировать эффективные геолого-технологические мероприятия, выполнение которых обеспечит извлечение остаточных подвижных запасов и повысит экономическую рентабельность разработки месторождения.

коэффициента нефтенасыщенности (рисунок 6.3) и текущих подвижных запасов (рисунок 6.4). Карты текущего коэффициента нефтенасыщенности строятся стандартными методами по нефтенасыщенной части пласта с использованием взвешивания по поровому объему. Карты текущих подвижных запасов строятся методом суммирования куба текущих подвижных запасов, определяемого по формуле:

$$Q_{подв}^{тек} = V_n * (K_n^{тек} - K_{но}) * \theta * \sigma_n; \quad (6.5)$$

где  $Q_{подв}^{тек}$  – текущие подвижные запасы нефти, тыс.т.;

$V_n$  – куб объема порового пространства нефтенасыщенного коллектора, тыс. м<sup>3</sup>;

$K_n^{тек}$  – куб коэффициента нефтенасыщенности на дату проектирования, д.ед.;

$K_{но}$  – куб коэффициента остаточной нефтенасыщенности, д. ед.;

$\theta$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли единиц;

$\sigma_n$  – плотность нефти в стандартных условиях, т/м<sup>3</sup>.

Для планирования ГТМ чаще всего используются карты текущего коэффициента. Основное количество подвижных запасов приурочено к западной части месторождения (блоки 1-4), там же находится большая часть действующего фонда. Также перспективные участки расположены в стягивающих рядах центральной части месторождения и на севере правобережного участка.

Остаточные подвижные запасы северной части связаны с неравномерностью выработки запасов при разработке двух пачек ЮВ<sub>1</sub><sup>1А</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>1Б</sup>, это подтверждается проведенными исследованиями по определению профиля притока.

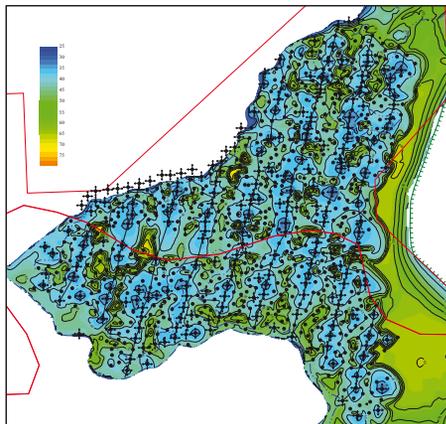


Рисунок 6.3 - Карта текущего коэффициента нефтенасыщенности (на 1.01.2009г)

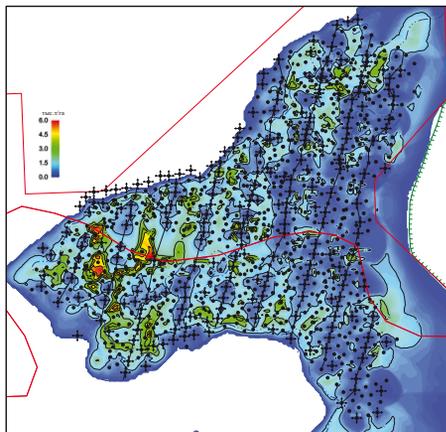


Рисунок 6.4 - Карта текущих подвижных запасов (на 1.01.2009г)

Комплексный анализ состояния разработки, промыслово-геофизических исследований и результатов моделирования (карт остаточных подвижных запасов) позволяет выработать общую концепцию мероприятий по повышению эффективности разработки и довыработки остаточных извлекаемых запасов:

- в западной части – расширение зоны форсированного отбора жидкости;
- в стягивающих рядах центральной части – выборочная реанимация неработающего фонда с зарезками боковых стволов в зонах высокой концентрации остаточных запасов, а также частичный вывод из бездействия нагнетательных скважин с целью восстановления системы поддержания пластового давления;
- в северной части (в зонах наличия двух пачек) – проведение мероприятий по выравниванию профилей приемистости, увеличение объемов ПГИ.

Главным и определяющим в циклическом воздействии является нахождение остаточных подвижных и потенциальных подвижных (трудно-извлекаемых) запасов нефти, которые могут быть извлечены за счет градиентов давления и направлений фильтрационных потоков. Они могут быть найдены с очень большой точностью по истории разработки построением характеристик вытеснения по каждой скважине, участках и по объектам месторождения.

С построением характеристик вытеснения по каждой скважине появляется возможность картирования начальных и остаточных подвижных запасов нефти. Картирование структуры остаточных подвижных запасов нефти может производиться с помощью несложных программных продуктов «SURFER-7», «SIGMA» и другие.

С учетом масштабов карты разработки определяются характерные расстояния ( $L$ ) между линиями нагнетания и изолиниями максимальной концентрацией остаточных подвижных запасов нефти, которые определяют длину полуволны. Из этой же характеристики определяется время полупериода волны:

$$T = \frac{L^2}{2\chi}, \quad (6.6)$$

где  $\chi$  - коэффициент пьезопроводности.

Коэффициент пьезопроводности определяется двумя путями:

- построением модели двухслойного пласта по Сургучеву [16];
- по данным гидродинамических исследований (КВД, КПД).

В дальнейшем строится график изменения пьезопроводности во времени, интерполируется и экстраполируется до времени окончания цикли-

ческого заводнения с тем, чтобы максимально учесть проявления скин-эффектов.

Коэффициент нестационарности (отношение объемов закачки воды на минимальном режиме к объемам закачки на максимальном режиме на одной волне) принимается равным тому, где работы по циклическому заводнению были эффективными и геолого-физические условия близки к исследуемым объектам.

Методика циклического заводнения непременно должна сопровождаться анализом разработки исследуемых объектов в целом, так и на отдельных участках, который должен отражать динамику коэффициента охвата заводнением (как текущего, так и конечного), коэффициента нефтеотдачи (текущего и конечного).

Определение эффективности работ и его прогнозирование производят по характеристикам вытеснения (Вашуркина – Ревенко; Казакова – Медведского; Назарова – Сипачёва и др.).

Таким образом, произведя картирование остаточных подвижных запасов нефти, краткий анализ коэффициентов охвата заводнением и нефтеотдачи, обосновав и определив основные технологические параметры циклического заводнения, начинается его проектирование сначала той части объекта, где остаточные подвижные запасы сосредоточены максимально, расширяясь и развиваясь по одному и тому же колебательному закону.

***Характерное расстояние между линией нагнетания и изолинией максимального сосредоточения остаточных подвижных запасов нефти.***

По масштабированным картам структуры остаточных подвижных запасов определяются характерные расстояния ( $L_i$ ) между линией нагнетания и изолиниями максимального сосредоточения остаточных подвижных запасов по каждому блоку и усредняются:

$$L = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{n}. \quad (6.7)$$

***Длина полуволны*** определяется как удвоенное характерное расстояние, то есть расстояние, на котором могут располагаться нагнетательные скважины, работающие в одной фазе:

$$\lambda_{\text{волны}} = 2L^x \quad (6.8)$$

**Длительность полуцикла.** Длительность полуцикла определяется по формуле:

$$T = \frac{L^2}{2\chi}, \quad (6.9)$$

где  $L$  – расстояние от линии нагнетания до линии отбора;

$\chi$  - коэффициент пьезопроводности определяется по данным гидродинамических исследований (КВД, КПД).

**Коэффициент нестационарности** (отношение объемов закачки по группе нагнетательных скважин, работающих на минимальном режиме к объему закачки воды другой группы скважин, работающих на максимальном режиме в противоположных фазах на одной волне) рассчитывается исходя из реальных условий по диапазону приемистостей реальных скважин или принимается равным тому, где работы по циклическому заводнению были эффективными и геолого-физические условия близки к объектам исследования.

Чем ниже коэффициент нестационарности, тем выше прирост коэффициента нефтеизвлечения. С другой стороны со снижением коэффициента нестационарности уменьшается закачка воды и, следовательно, добыча жидкости и нефти. Это приводит к технологическим потерям нефти.

В этой работе проделан анализ по определению минимального коэффициента нестационарности к реальным условиям объектов БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>6</sub>, приводящего к минимальным технологическим потерям нефти.

**Прирост коэффициента нефтеизвлечения.** В связи с тем, что экспериментальные и теоретические исследования по приросту нефтеизвлечения с использованием циклического заводнения весьма ограничены, использование их значительно затруднено. Поэтому, как правило, используется метод аналогии. За аналогию принимают результаты крупномасштабных промышленных работ циклического и нестационарного заводнения на пластах соседнего месторождения имеющих близкие геолого – физические условия к исследуемым объектам.

Обобщение опыта нестационарного заводнения на Самотлорском месторождении и учет особенностей объектов БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>6</sub> Покачевского месторождения позволили получить зависимости прироста коэффициента нефтеизвлечения от коэффициента нестационарности.

## 6.2 Методика выбора участков и технологий нестационарного заводнения

Разработка программ нестационарного заводнения (НЗ) – состоит из трех основных этапов: выбор участков на месторождении, классификация участков по степени возможной эффективности НЗ (выявление зон остаточной нефти по площади залежи) и формулировка программы применения НЗ.

Участки выбираются преимущественно в зонах с наличием разнопроницаемых литологически связных пропластков на скважинах, которые определяются по распределению комплексного параметра  $F_{co}$  по площади промыслового объекта.

Значение этого параметра от 0 до 0.2 означает, что на таких участках отсутствуют скважины со связными пропластками и они бесперспективны для применения циклического заводнения. Значение параметра  $F_{co}$  от 0.3 до 1 означает, что такие участки считаются наиболее перспективными для постановки циклического заводнения.

При линейной системе разработки объекта участки выбираются так, чтобы их границы проходили посередине расстояния между рядами нагнетательных скважин.

На выбранных участках строится четырехслойная геолого-статистическая модель, основанная на использовании четырехслойной геолого-статистической модели, учитывающей наличие литологической связности низко- и высокопроницаемых пропластков. При этом для каждого слоя по материалам лабораторных исследований, ГИС и ГДИС определяются: проницаемость (абсолютная), эффективная толщина, пористость и нефтенасыщенность.

Выбранные участки можно разделить на две основные группы:

- 1) приоритетными являются участки с толщиной низкопроницаемого связного слоя более 1.5 м и величиной полуцикла остановки нагнетательных скважин больше одной недели;
- 2) во вторую очередь для НЗ рекомендуются участки с величиной полуцикла остановки нагнетательных скважин больше 150 дней.

В этом случае оправдано применение технологии изменения направлений фильтрационных потоков.

Из списка рекомендованных исключаются такие участки, длительность полуцикла на которых составила более 360 суток, либо толщина связного

низкопроницаемого пропластка в четырехслойной геолого-статистической модели не превышает 0.5 м, или его нефтенасыщенность нулевая.

**Программа применения нестационарного заводнения.** Технология НЗ на месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз» применяется достаточно результативно, в течение четырех лет удельная эффективность была в пределах 0.95 – 2.37 тыс. т на скважину. Самая высокая удельная эффективность на участках, на которых применялась технология НЗ, была в 2004 г.

Оценка прогнозной дополнительной добычи нефти рассчитывалась по удельной эффективности на одну скважину на основании её средних показателей по объектам месторождений по данным таблицы 6.1. Диапазон дополнительной добычи нефти оценивался по формуле:

$$D_{max} = k \times A / n, \quad (6.10)$$

где  $D_{max}$  – верхняя граница диапазона;

$k$  – количество нагнетательных скважин на участке;

$A$  – средняя эффективность скважино-операции (рассчитывалась из таблиц эффективности работ);

$n$  – общее количество скважино-операций.

Время полуцикла остановок нагнетательных скважин на Нонг – Ёганском месторождении, рассчитанное по пьезопроводности низкопроницаемого связного пропластка, составило 61 сутки. Возможные режимы работы нагнетательных скважин участка представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1.

**Программа остановок нагнетательных скважин  
на участке 720 Нонг-Еганского месторождения**

№ п/п	№ нагнет. скважин	№ группы	Времена циклов					
			май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь
1	703	720	+		-		+	
2	720	720	+		-		+	
3	723	720	-	+	-	+	-	+
4	782	720	-		+		-	
5	783	720	-		+		-	

На рисунке 6.5 показан фрагмент карты текущего состояния разработки участка 634 на объекте ЮВ<sub>1</sub> Нонг-Еганского месторождения.

Исходя из средних показателей дополнительной добычи нефти по месторождению от циклического заводнения (2.4 тыс. тонн на одну скважино-операцию) и текущих показателей разработки, величина дополнительной добычи нефти по участку прогнозируется в размере 4.8 тыс. т.

Рекомендуемое время для полупериода остановок нагнетательных скважин, рассчитанное по пьезопроводности низкопроницаемого связного пропластка, составило 211 суток.

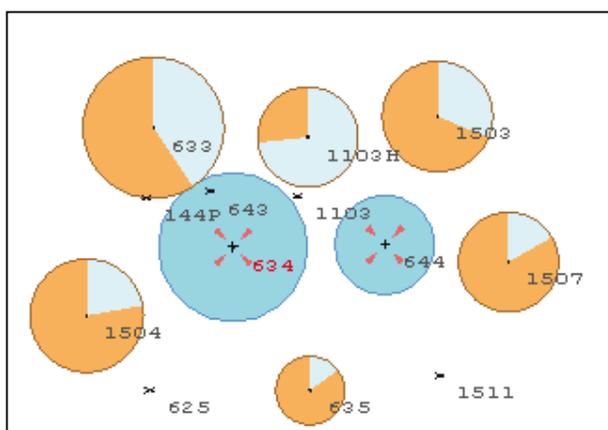


Рисунок 6.5 – Состояние разработки участка 634 Нонг-Еганского месторождения.

## **7 МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН**

Значительным резервом улучшения качества и снижения себестоимости строительства скважин может служить повышение эффективности методов контроля за их техническим состоянием, являющихся основными источниками информации для управления процессом сооружения и ремонта скважин [17].

В решение этой актуальной многоплановой проблемы внесли свой вклад А.Г. Аветисов, Х. Беккер, Д. А. Бернштейн, В.Е. Гриджалва, Ю.А. Гуторов, В.Н. Дахнов, В.И. Демихов, В.Х.-М. Дулаев, Д.И. Дьяконов, Г.П. Зозуля, Б.Н. Ивакин, Е.В. Карус, Б.И. Кирпиченко, И.И. Клещенко, С.Г. Комаров, Э.Т. Коннолли, А.Т. Кошелев, П.В. Крауклис, В.И. Крылов, Д.А. Крылов, О.Л. Кузнецов, Э.Е. Лукьянов, П.П. Макаренко, Ю.А. Нифантов, В.П. Овчинников, Ю.И. Петраков, Ю.М. Проселков, П.А. Прямов, К.М., К.М.Рогачёв, А.М. Тагиров, А.К. Ягафаров и другие отечественные и зарубежные исследователи.

Однако усложнение геолого-технических условий строительства скважин вызывает необходимость дальнейшего совершенствования методов контроля за их состоянием. Вопросы, связанные с решением этой сложной задачи рассмотрены в данной главе, где будут изложены основные результаты работ в области контроля за техническим состоянием скважин, а также разработки и усовершенствования применяемых для этой цели методов и средств [17]. Актуальность выбранного направления работ подтверждается тем, что в 80- и 90-е годы затраты времени на поиск и определение характера дефектов технического состояния скважины составляли до 80 % общего времени, затрачиваемого на ее ремонт.

Результаты проведенных исследований, а также разработанных способов, технологий и устройств приведены в последовательности, соответствующей очередности этапов строительства скважин: при их бурении, креплении и заканчивании.

Приоритет на проведённые работы и научные разработки подтверждается приведенными публикациями в центральных изданиях, бюллетенях изобретений и трудах Грозненского НИ, ВНИИКРнефти, СевКавНИИгаза, НТЦ Кубаньгазпрома, ЗапСибБурНИПИ и Северо-Кавказского отделения Российской инженерной академии. Материалы, изложенных в книге, должны способствовать повышению технико-экономической эффективности строительства и эксплуатации скважин.

## 7.1 Исследование технического состояния скважин

Исследования технического состояния скважины выполняются периодически в течение всего времени эксплуатации скважины [2]. Первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, крепления ее обсадной колонной и цементатом. Они служат для установления дефектов строительства скважины (некачественности цементатом и негерметичности колонны), а также в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов по методике временных исследований. Эти исследования выполняются комплексом методов цементометрии (акустической и гамма-цементометрии) для выявления дефектов в цементном кольце и гамма-толщинометрии для выявления дефектов в обсадной колонне.

В процессе эксплуатации крепь ствола скважины (обсадная колонна и кольцо цементного камня) подвергается различным механическим воздействиям и воздействию агрессивных пластовых и закачиваемых флюидов, что может привести к образованию дефектов и нарушению герметичности цементного кольца и обсадной колонны. В нефтяных эксплуатационных скважинах образование дефектов происходит в основном в интервалах, прилегающих к водонасыщенным участкам пластов за счет коррозионных явлений. В нагнетательных скважинах образование дефектов ускоряется эрозийным воздействием потока закачиваемых вод. По характеру и размерам дефекты объединяются в две большие группы: объемные дефекты и щелевые дефекты. Характер и величина дефекта в соответствии с принятой классификацией определяются комплексом акустической цементометрии и гамма-цементометрии скважин. Гамма-цементометрия позволяет установить интервалы распространения только объемных дефектов, акустическая цементометрия — объемных и щелевых, не разделяя их. Комплексное использование обоих методов позволяет однозначно классифицировать дефекты и дать им количественную оценку.

Дефекты цементирования, установленные по результатам акустической и гамма-цементометрии, характеризуют вероятность возникновения затрубных циркуляций при заданных градиентах давлений. При этом наличие затрубных циркуляций в интервалах нарушения качества цементатом должно быть подтверждено данными других методов, служащих для выявления заколонных перетоков: термометрии, кислородного каротажа (в случае перетоков воды) и метода меченого вещества.

Возможности геофизических методов исследования технического состояния скважин определяются условиями проведения измерений в скважине.

Различаются следующие случаи:

- исследования контрольных и остановленных скважин;
- исследования эксплуатационных скважин;
- исследования нагнетательных скважин.

**Контрольные и остановленные скважины.** В контрольных скважинах необходимо убедиться в отсутствии дефектов в колонне и перетоков флюида между перфорированными пластами. В остановленных скважинах помимо этого важно установить также и возможность возникновения затрубной циркуляции между перфорированными и неперфорированными пластами.

Материалами для установления затрубных циркуляций между перфорированными пластами служат:

- результаты акустической и гамма-цементометрии;
- данные о пластовых давлениях;
- результаты термометрии;
- результаты кислородного каротажа при выявлении перетоков воды.

Кроме того, при выявлении перетоков между пластами, отличающимися по характеру насыщения, используются данные ИНК, а в случае перетоков газа — результаты нейтронного каротажа. Переток воды может быть выявлен и по эффекту осолонения цементного камня в перемычке между пластами, установленному по данным НК-Т.

Признаком возможной затрубной циркуляции являются дефекты цементации в перемычках между исследуемыми пластами при условии повышенных градиентов давления. Чем выше перепад давления, тем вероятнее переток при одних и тех же дефектах цементного кольца.

Пример комплексного использования данных акустической и гамма-цементометрии приведен на рисунке 7.1. Указанный комплекс позволяет получать наиболее полные сведения о имеющихся дефектах крепи ствола скважины. Так, наличие продольного канала в кольце цементного камня отмечается, как правило, дефектом плотности по данным гамма-цементометрии и не отмечается по результатам акустической цементометрии (рисунок 7.1, интервал 1552—1562м). Аналогич-

ным образом отмечается случай односторонней заливки обсадной колонны при ее эксцентричном положении в стволе скважины. В свою очередь, случай большой трещиноватости цементного камня или отсутствия плотного контакта цементного кольца с обсадной колонной и стенками скважины отмечается как дефект прочности (отсутствие сцепления) по данным акустической цементометрии и не отмечается по результатам гамма-цементометрии.

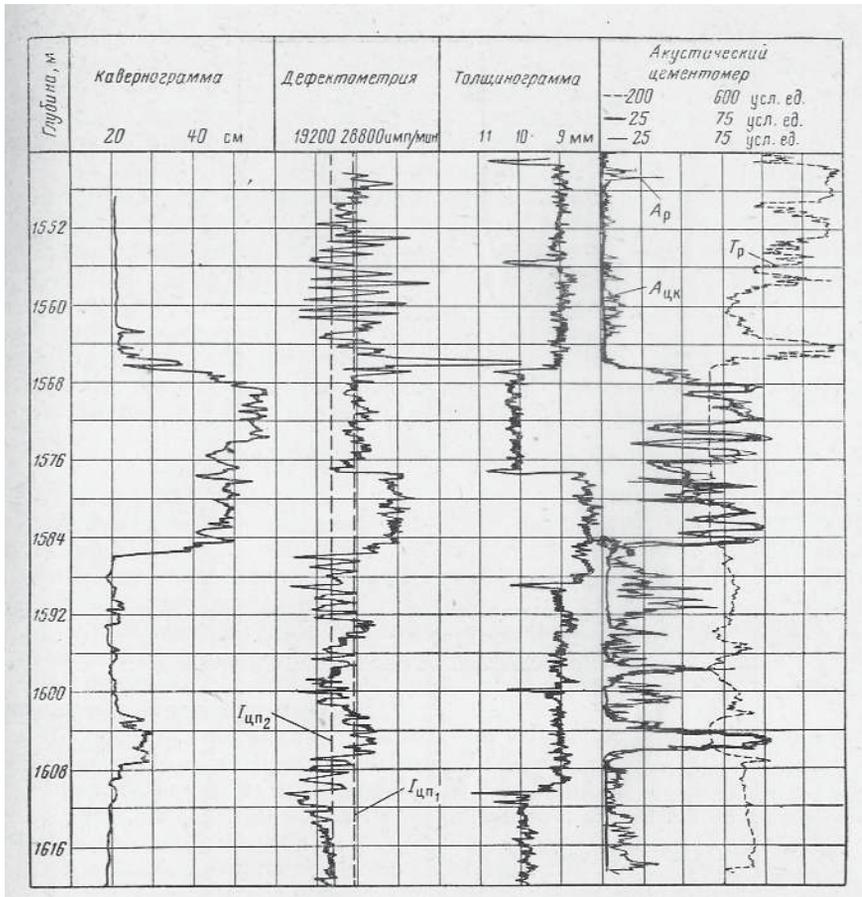


Рисунок 7.1 – Комплексное применение данных акустической и гамма-цементометрии для исследования технического состояния скважин

Термометрия является основным методом выявления затрубных циркуляций между неперфорированными пластами, а при установлении перетоков между нефтеносными пластами – практически единственным методом их выявления. Признаком перетока по данным термометрии служит уменьшение градиента температуры в перемычке между пластами (вплоть до нуля), а в некоторых случаях и проявление дроссельной аномалии против пласта-источника перетока.

Значительный переток воды (более  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) может быть установлен по данным кислородного каротажа (КАНГК).

В остановленной скважине наиболее эффективным методом выявления негерметичности цементного кольца в интервале между перфорированными и неперфорированными пластами является метод меченого вещества, применяемый обычно в комплексе с термометрией (рисунок 7.2). Однако необходимо иметь в виду следующие ограничения метода меченого вещества. При высоких давлениях в пласте-источнике затрубной циркуляции закачка меченого вещества может не дать положительных результатов. Кроме того, в скважинах, в которых перфорированный пласт отделен от неперфорированного перемычкой малой мощности (до 6 м), при закачке меченого вещества на больших репрессиях возможно нарушение герметичности доброкачественного цементного кольца в процессе закачки, т. е. затрубная циркуляция будет создана искусственно в процессе исследований. Поэтому вывод о затрубной циркуляции между перфорированными и перфорированными пластами делается только на основании полного комплекса исследований, включающего, как минимум, данные цементометрии, термометрии и метод меченого вещества.

**Эксплуатационные скважины.** Основной задачей исследования технического состояния эксплуатационных скважин является выявление нарушения герметичности цементного кольца и обсадной колонны, в результате которых открывается доступ в ствол скважины флюиду из пласта, не вскрытого перфорацией, при этом исследуются:

- результаты цементометрии, выполненной перед вводом скважины в эксплуатацию;
- результаты закачки анализа периодических исследований скважины методами термометрии и дебитометрии;
- результаты закачки меченого вещества.

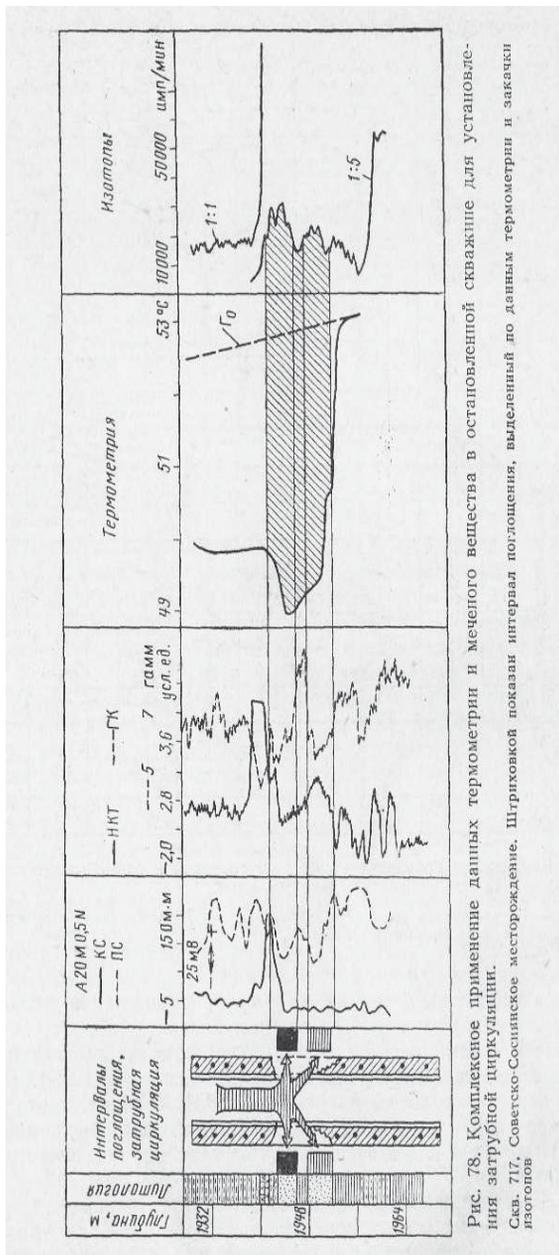


Рис. 78. Комплексное применение данных термометрии и меченого вещества в остановленной скважине для установления затрубной циркуляции.

Сква. 717. Советско-Соснинское месторождение. Штриховкой показан интервал поглощения, выделенный по данным термометрии и закачки изотопов

Рисунок 7.2 – Комплексное применение данных термометрии и меченого вещества в остановленной скважине для установления затрубной циркуляции (Сква. 717, Советско-Соснинское месторождение. Штриховкой показан интервал поглощения, выделенный по данным термометрии и закачки изотопов)

Кроме того, в обводняющейся скважине для этой цели также используются:

- анализ химического состава воды;
- промысловые данные – динамика обводнения продукции во времени, динамика обводнения при изменении режима работы скважины;
- результаты кислородного каротажа.

Признаками поступления воды в скважину в результате затрубной циркуляции или негерметичности колонны являются: быстрый рост обводненности продукции; изменение степени обводненности продукции при разных депрессиях на пласт; солевой состав воды в продукции, отличающийся от солевого состава закачиваемой воды; отсутствие интервала обводнения в перфорированной части пласта по данным ИНК; осолонение цементного камня по данным НК-Т в перемычках, прилегающих к пласту.

Эксплуатационные скважины желательно исследовать без их длительной остановки, глушения и извлечения лифтовых труб. Поэтому в первую очередь их исследуют методами, позволяющими проводить измерения в действующей скважине. Метод закачки меченого вещества используется лишь в крайнем случае, когда результаты измерений в действующей скважине интерпретируются неоднозначно.

Основным методом для выявления негерметичности цементного кольца и обсадной колонны в эксплуатационной скважине является термометрия. Эффективность и методика исследований этим методом зависят от условий проведения измерений в скважине. Различаются следующие случаи:

- исследования технического состояния скважины в интервале, расположенном ниже интервала перфорации;
- исследования интервала, расположенного выше интервала перфорации.

Определение технического состояния скважины ниже интервала перфорации наиболее эффективно при величине зумпфа не менее 10 м, оно производится по измерениям в действующей и остановленной на короткое время скважине. Для выявления затрубных циркуляций выше интервала перфорации используются измерения в кратковременно остановленной скважине. Места негерметичности колонны в этом интервале устанавливаются по измерениям в действующей скважине.

Нарушения технического состояния скважины ниже интервала перфорации выявляются по характерным искажениям термограммы в зумпфе (рисунок 7.3), основными из которых являются:

- проявление дроссельного эффекта в неперфорированном пласте;
- нулевой градиент температур в перемычке между пластами;
- отсутствие проявления дроссельного эффекта в подошве перфорированного пласта.

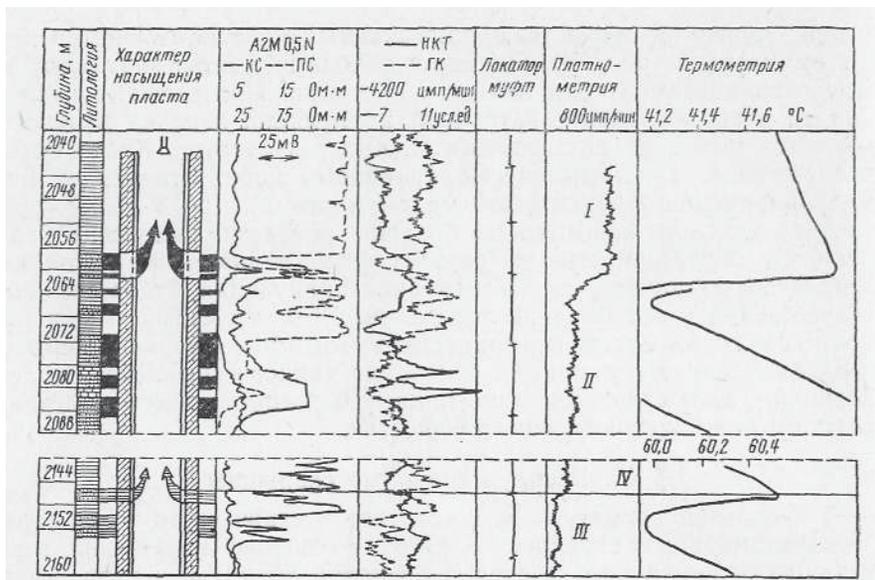


Рисунок 7.3 – Выявление притока воды в скважину в результате негерметичности колонны ниже интервала перфорации. I — нефть; II — вода; III — глинистый раствор; IV — место негерметичности колонны.

Отмеченные искажения термограммы могут быть связаны также и с нарушением герметичности обсадной колонны в зумпфе скважины. Такие нарушения в колонне выявляются по данным термодобитометрии, а при больших притоках могут быть определены и по данным механической дебитометрии.

Выше интервала перфорации на участке ствола, перекрытом лифтовыми трубами, нарушения герметичности колонны отмечаются на термограммах действующих скважин изменением температурного градиента.

В остановленных на короткое время скважинах признаком затрубной циркуляции между перфорированными и неперфорированными пластами служит температурная аномалия в неперфорированном пласте. Заколонные перетоки в этих интервалах могут происходить и после восстановления давления в закрытой скважине. Такие перетоки выявляются аналогично перетокам между неперфорированными пластами.

Затрубная циркуляция воды может быть обнаружена и по данным кислородного каротажа, если дебит ее превышает чувствительность метода (5м/сут). Преимуществом кислородного каротажа перед термометрией при определении затрубных циркуляции снизу является возможность решения данной задачи при существенно меньшей величине зумпфа – порядка 2-3 м (рисунок 7.4).

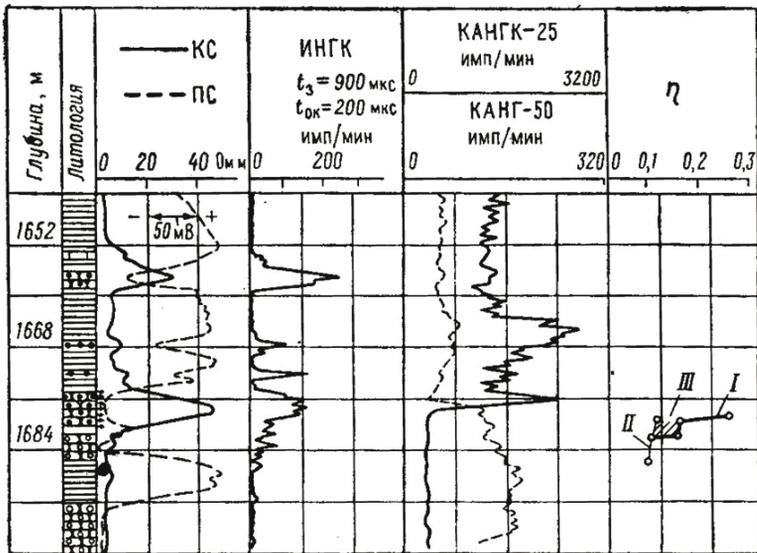


Рисунок 7.4 – Установление затрубной циркуляции воды по данным кислородного каротажа при малой величине зумпфа. (Скв. 1196, Ромашкинское месторождение: I — скважина работающая; II — скважина остановленная; III — интервал затрубной циркуляции)

На дебитограммах перетоки по затрубному пространству из соседних не перфорированных пластов выделяются по anomalно высоким дебитам из крайних отверстий перфорации, ближайших к пласту-источнику затрубной циркуляции, особенно если они вскрывают неколлектор. Пласт-источник перетока обычно имеет давление, значительно превышающее давление в перфорированном пласте. Поэтому перфорированный пласт может быть задавлен и прекратить работу. Весь приток в скважину в этом случае будет происходить за счет перетока из соседнего пласта и будет фиксироваться на дебито-граммах из ближайших к источнику перетока перфорационных отверстий (рисунок 7.5).

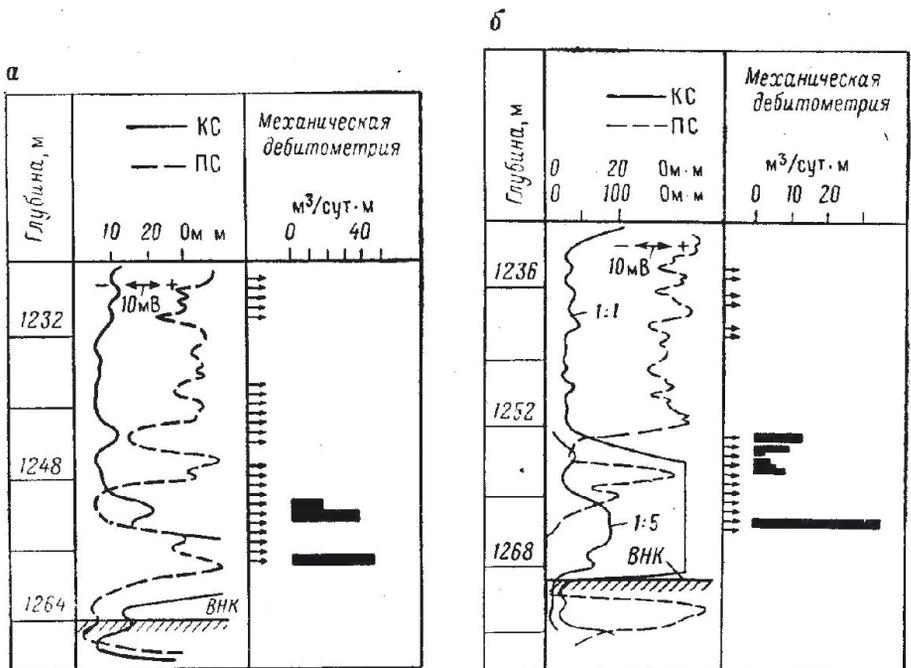


Рисунок 7.5 – Установление затрубной циркуляции по данным механической дебитометрии в скважинах (Арланское месторождение, а – скв. 499; б – скв. 160)

Перетоки нефти между перфорированными и неперфорированными пластами выделяются по данным термометрии и дебитометрии аналогично перетокам воды. Пример комплексного использования данных термо-

метрии и дебитометрии для выявления затрубной циркуляции нефти снизу приведен на рисунке 7.6. На наличие затрубной циркуляции указывает работа нижней части пласта, не вскрытой перфорацией (характерная аномалия на термограмме действующей скважины), и высокий удельный дебит нефти из нижних перфорационных отверстий.

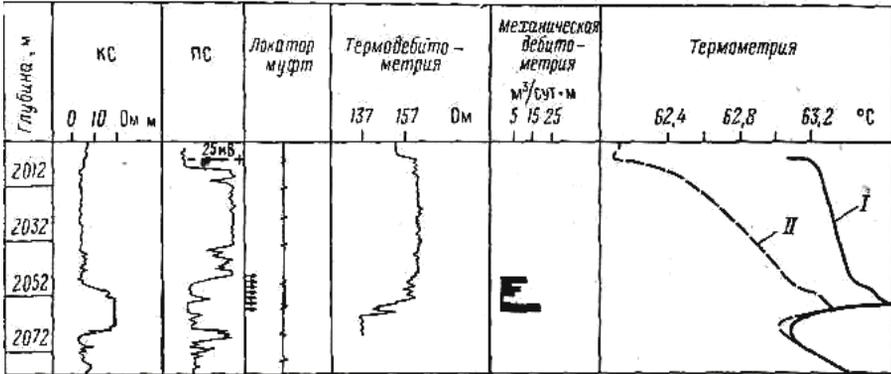


Рисунок 7.6 – Выявление перетока нефти по затрубному пространству снизу по данным термометрии и дебитометрии. (I – скважина работающая; II – скважина остановленная)

Дроссельная аномалия в подошвенной части пласта, не вскрытой перфорацией, в общем случае является признаком работы ее и может быть не связана с затрубной циркуляцией снизу. Так, в случае, когда интервал перфорации не отделен от подошвенной части пласта непроницаемой перемычкой, появление дроссельной аномалии в подошве пласта может быть обусловлено и конусообразованием в прискважинной части. При поступлении воды в скважину из нижних перфорационных отверстий конусообразование от затрубной циркуляции воды позволяют отличать данные ИНК. В ряде случаев вертикальное движение флюида по пласту можно установить по форме термограммы. Ему соответствует монотонное повышение температуры от подошвы пласта до нижних отверстий перфорации, а при затрубной циркуляции температура на этом участке монотонно уменьшается или остается постоянной (рисунок 7.7).

Возможность затрубной циркуляции между перфорированным и соседними перфорированными пластами может быть установлена и по индикаторным диаграммам, построенным для интервалов притока не-

посредственно из кровельной и подошвенной частей интервала перфорации, а также для прилегающих к ним перфорированных участков пласта до непроницаемой перемычки. По этим диаграммам определяются давления в кровельной и подошвенной частях перфорированного интервала и соседних с ними пропластках. Если давление в кровельной или подошвенной части интервала перфорации превышает давление в прилегающих к ним частях пласта и соответствует давлению в соседнем неперфорированном пласте, затрубная циркуляция между ними вероятна.

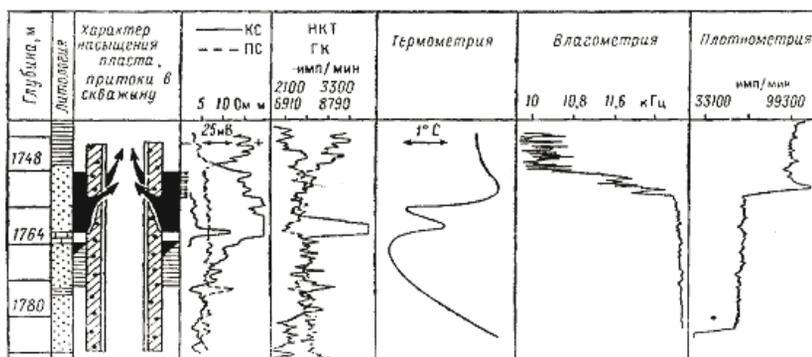


Рисунок 7.7 – Выявление затрубной циркуляции нефти по данным термометрии

**Нагнетательные скважины.** Негерметичность цементного кольца и колонны в нагнетательных скважинах приводит к утечке закачиваемой воды в пласты других объектов. В частности, повышение давления в водоносных пластах может быть связано с систематической утечкой закачиваемой воды в нагнетательных скважинах.

Материалами для установления нарушений технического состояния нагнетательных скважин являются:

- результаты цементометрии, выполненной перед вводом скважины в эксплуатацию;
- результаты термометрии в действующей и кратковременно остановленной скважине;
- результаты закачки меченого вещества;
- результаты кислородного каротажа;

- результаты периодических исследований скважины методом дебитометрии.

Признаками нарушения технического состояния скважины являются: быстрый рост приемистости скважины без увеличения репрессии на пласт, наличие дефектов цементного камня и обсадной колонны в перемычках между перфорированными и неперфорированными пластами, появление принимающих участков вне интервала перфорации, увеличение приемистости в кровле или подошве перфорированного интервала.

Термометрия, выполненная в кратковременно остановленной скважине, практически однозначно выявляет перетоки воды в пласты, не вскрытые перфорацией. Признаком перетока является отрицательная температурная аномалия против поглощающего пласта на термограмме кратковременно остановленной скважины. В действующей скважине термометрия позволяет выявить затрубную циркуляцию в пласты, расположенные ниже интервала перфорации. Характерным признаком такого перетока по данным термометрии является нечетко выраженная нижняя граница интервала приемистости, а также положение подошвы поглощающего интервала ниже интервала перфорации.

Метод меченого вещества также позволяет получать информацию о путях перетока и применяется, как правило, в комплексе с термометрией. Этот метод является основным методом выявления перетоков воды после ремонта нагнетательных скважин, когда использование термометрии, малоэффективно из-за возможного сохранения температурных аномалий, образовавшихся до ремонта скважины.

Достаточно интенсивные перетоки воды в нижние неперфорированные пласты могут быть установлены по данным кислородного каротажа. Его применение особенно необходимо при небольшой величине зумпфа, когда метод термометрии неэффективен. В этом случае положительные результаты могут быть достигнуты путем использования в комплексе с кислородным каротажем закачки радиоактивных изотопов (сорбирующихся или в виде суспензий), которые можно обнаружить в цементном кольце против перемычки. Пример комплексного использования данных термометрии, кислородного каротажа и закачки изотопов для выявления затрубной циркуляции воды в нижний неперфорированный пласт нагнетательной скважины приведен на рисунке 7.8.

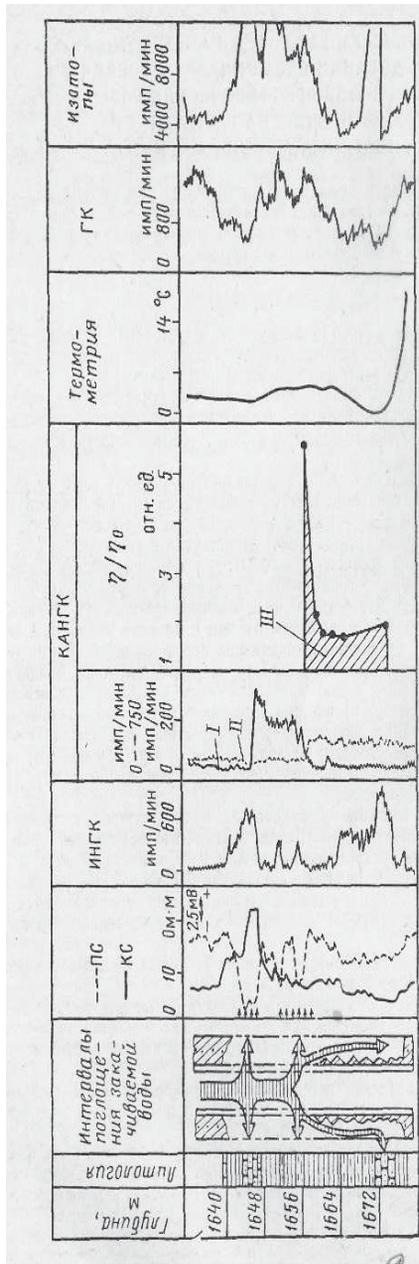


Рисунок 7.8 – Пример комплексного использования данных термометрии, кислородного каротажа и зачки изотопов для выявления затрубной циркуляции. (Скв. 7307 нагнетательная, Ромашкинское месторождение. Зонды I – прямой, II – обратный, III – интервал затрубной циркуляции)

## 7.2 Методы изучения технического состояния скважин

Промыслово-геофизический контроль технического состояния скважин является актуальной задачей на протяжении всего срока её эксплуатации от строительства до ликвидации. В некоторых случаях ведется технический мониторинг и ликвидированных скважин. При помощи геофизических и других методов решаются проблемы проложения ствола скважины, предупреждения аварий при бурении, определения необходимого объема цемента и точности установки колонн и скважинного оборудования, мониторинга технического состояния скважины в процессе эксплуатации, выявления и локализации дефектов и оценки их влияния на работу скважины, проверки качества ремонтных работ и операций. Методами контроля технического состояния скважин охвачен практически весь спектр физических полей. Эти методы подразделяются на следующие группы [3]:

- методы определения геометрии ствола (инклинометрия, профилометрия);
- акустические методы изучения преломленных (АКЦ, ВАК), либо отраженных (САТ) ультразвуковых волн;
- пассивная акустика (шумометрия);
- электромагнитные методы (ЛМ, комплексы «ЭМДС», «МИД»);
- радиоактивные методы (гамма-гамма толщинометрия, гамма-гамма цементометрия) и др.

*Инклинометрия скважин* – это измерения зенитного угла и азимута скважины по глубине. По полученным данным рассчитывают координаты оси скважины, абсолютные отметки глубины, приращения (удлинения) длины ствола, величину и направления смещения забоя скважины относительно устья, абсолютные отметки глубин расположения элементов конструкции скважины (НКТ, насос, перфорация) и геологических объектов (подошва и кровля продуктивных объектов, фазовые контакты и пр.) [2,3]. По типу применяемого датчика инклинометры делятся на магнитные и гироскопические.

В магнитных инклинометрах в качестве измерителя азимута используется магнитная стрелка (буссоль), а в качестве измерителя зенитного угла (искривления) – отвес. Ввиду использования магнита данный тип инклинометра применяется только в немагнитных средах, т.е. в разрезах,

не содержащих большого количества ферромагнетиков и обсаженных немагнитными трубами.

В современных гироскопических инклинометрах в качестве датчиков используется измеритель угловой скорости на базе трехстепенного гироскопа и измерители ускорений (акселерометры) [2,3].

Процедура определения траектории скважины состоит из двух этапов. Первый этап включает начальную ориентацию инклинометра по горизонту и по азимуту (определение географического меридиана). Далее по показаниям измерителей ускорений (акселерометров) и угловой скорости определяют начальную горизонтальную и азимутальную ориентацию прибора. На втором этапе проводятся измерения траектории ствола скважины в автономном режиме. Гироскопические инклинометры имеют более высокую точность по сравнению с магнитными, особенно при измерении малых углов (до  $3^\circ$ ). Еще одним несомненным преимуществом гироскопической инклинометрии является возможность ее использования в обсаженных скважинах (т.е. при ГИС-контроле).

Инклинометрические измерения применяются на различных этапах исследований скважин. В задачу инклинометрии на этапе строительства скважины входит: контроль соответствия направления ствола строящейся скважины проектному, выделение участков перегиба ствола скважины, получение исходной информации для геологических построений (определение глубин залегания продуктивных пластов, пластопересечений). В забойных телеметрических системах инклинометрические исследования проводятся непосредственно в процессе бурения для точного наведения ствола. Особо велика роль инклинометрических измерений в горизонтальных скважинах и в боковых стволах, где к точности используемых инклинометров определены существенно более жесткие требования, чем в вертикальных.

Результаты инклинометрии применяются при расчете положения пластопересечения, приведения значений измеренных глубин к вертикали, получение вертикальных толщин, а при известных или малых углах наклона пластов и истинных толщин. Результаты инклинометрии применяют также при интерпретации методов ПГК, в частности при оценке плотности заполнителя ствола скважины по градиенту давления.

**Скважинная профилометрия** – это метод определения размеров и формы поперечного сечения скважины и их изменений с глубиной. Метод имеет две модификации – вертикальную и горизонтальную. При вертикальной профилометрии регистрируют изменения формы и размеров поперечного сечения по стволу. При горизонтальной профилометрии детально изучается профиль поперечного сечения на фиксированной глубине.

Скважинный профиломер (каверномер) представляет собой одну или несколько пар противоположно ориентированных механических подпружиненных рычагов.

Наиболее часто встречаются приборы с двумя, четырьмя и восемью рычагами. Двух- и четырехрычажные каверномеры-профиломеры применяются для исследований бурящихся скважин, восьмирычажные – обсаженных. Для исследования существенно наклонных и горизонтальных скважин приборы необходимо центрировать.

Для детальных исследований поверхности ствола скважины или колонны труб применяются многорычажные (multi-finger) профиломеры с числом рычагов-пальцев до сорока и более. Детальность исследований этими системами позволяет получить развертку стенки скважины (рисунок 7.9), выделить трещины, а в интервале перфорации – отдельные перфорационные отверстия.

Обработка данных стандартного восьмирычажного профиломера (типа «ПТС») производится следующим образом. По величине угла раскрытия мерных рычагов определяют расстояние оси прибора до стенки колонны (малейшие изменения любого чувствительного рычага преобразуются в электрическое напряжение).

Данные профилометрии в открытом стволе (кавернометрии) используются для определения геометрии ствола скважины, выявления аномальных изменений параметров сечения ствола (желобов, сальников, глинистых корок, вывалов пород и пр.), обоснования работ по ликвидации аварий и ремонту скважин, оценки объема ствола скважины.

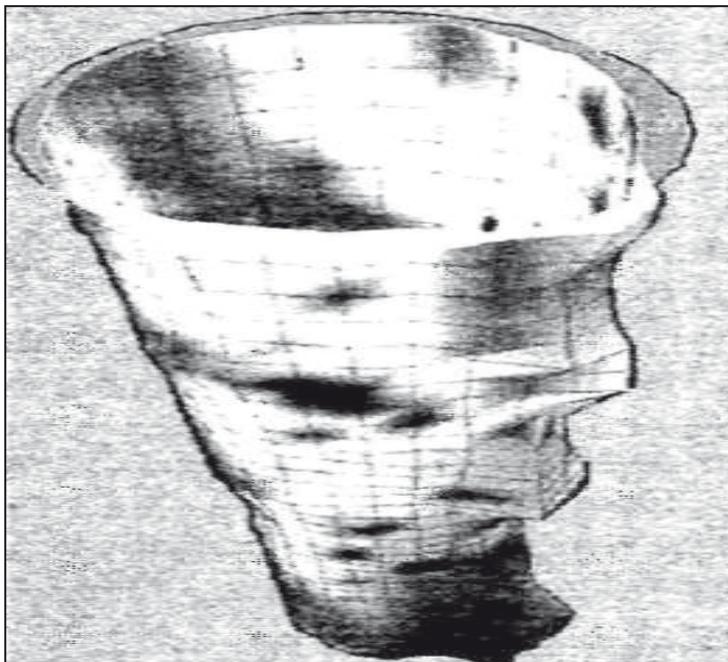


Рисунок 7.9 – Пример интерпретации записей многорычажного профиломера «МГТ» (Multifinger Image Tool) по материалам фирмы Sondex

Данные о диаметре ствола необходимы также для введения поправок в показания электрометрии, радиометрии и других методов ГИС. Данные профилометрии об открытом стволе используются, в частности, при выявлении коллекторов (по появлению глинистой корки).

Данные трубной профилометрии (в обсаженных скважинах) используются для определения геометрических параметров обсадных колонн и позволяют судить о смятии, износе колонны, фиксировать разрывы обсадных труб, выявлять сальники в трубах (образующиеся вследствие налипания цементной корки, формирования различного типа отложений на стенках скважины).

Данные трубной профилометрии позволяют существенно повысить достоверность количественной интерпретации результатов гидродинамико-геофизических методов (в частности, механической и

термокондуктивной расходомерии) при их комплексировании в единой сборке скважинных приборов.

***Акустические методы оценки технического состояния скважин.***

Исследование технического состояния скважин акустическими методами основано на изучении волн, распространяющихся по колонне и цементному камню. Динамические и кинематические характеристики волн, регистрируемых в обсаженных скважинах, определяются условиями на границах цементного камня с колонной и породой, соотношением волновых сопротивлений горной породы и колонны, отношением длины волны и толщины стенки. Количество энергии упругих колебаний, удерживаемых в обсадной колонне, уменьшается при увеличении жёсткости контактов на границах цементного камня, а также при увеличении отношений акустических сопротивлений и длины волны к толщине колонны [3,17].

***Акустическая цементометрия*** основана на измерении характеристик волнового поля, созданного источником упругих колебаний с частотой излучения 10-30 Гц. При этом регистрируют следующие параметры:

- амплитуда или коэффициент эффективного затухания волны по колонне в фиксированном временном окне (положение окна выбирается значением интервального времени распространения волны по колонне);
- интервальное время, амплитуда и затухание первых вступлений волн, распространяющихся в горных породах;
- фазокорреляционные диаграммы (ФКД).

Метод применяют для установления высоты подъема цемента, определения степени заполнения затрубного пространства цементом, оценки сцепления цемента с обсадной колонной (АКЦ) и горными породами (ФКД), определения размеров и местоположения дефектов цементного камня и раскрытости кольцевых зазоров. В современных системах АКЦ применяется регистрация кинематических параметров акустической волны в виде волновых картин или ФКД и динамических (пиковые или суммарные амплитуды и эффективное затухание) в определенном или плавающем временном окне, которое открывается первым вступлением волны Лэмба по колонне или амплитудным дискриминатором при определенном уровне сигнала [3,17].

За рубежом качество заполнения заколонного пространства цементом принято оценивать по индексу цементирования (отношению зареги-

стрированной амплитуды к амплитуде в свободной колонне). Отличному качеству цементирования соответствует значение индекса, равное 0.8 (80%). При этом наличие или отсутствие сцепления цемента с горными породами определяется на качественном уровне фиксацией на ФКД фазовых линий, принадлежащих упругим волнам, распространяющимся в горных породах, и их корреляцией с материалами ГИС открытого ствола.

Измерения акустическими цементомерами сканирующего типа основаны на изучении распространения отраженных волн. Преимущество приборов такого типа состоит в возможности регистрации внутреннего диаметра колонны, а также, используя явление акустического резонанса, и толщины обсадной колонны с точностью  $\pm 0.1$  мм [3].

**Метод волновой широкополосной акустики (ВАК)** применяется в качестве метода оценки текущего насыщения пластов. На самом деле диапазон информативных возможностей гораздо шире и он успешно используется для оценки состояния цементного камня и качества его сцепления с обсадной колонной. В частности, этим методом можно оценить величину зазора между колонной и породой. Правда, по сравнению с АКЦ метод имеет более жесткие ограничения на величину определяемого зазора (не менее 10 мм). Но это ограничение не столь существенно, поскольку именно такова предельная величина зазора, начиная с которой он оказывает существенное влияние на техническое состояние скважины (развитие заколонных перетоков и пр.).

Несомненным преимуществом метода ВАК по сравнению с АКЦ является возможность прямого обнаружения гидродинамической связи между пластами (по негерметичному заколонному пространству, трещине гидроразрыва).

**Скважинное акустическое телевидение (САТ или АВК)** предназначено для изучения скважины или обсадной колонны по интенсивности отраженных высокочастотных упругих импульсов. Принцип акустического телевидения состоит в сканировании поверхности скважины по винтовой линии при движении зонда узким сфокусированным акустическим лучом, вращающимся в горизонтальной плоскости. Ввиду высокой частоты передаваемого на поверхность сигнала при этом получают практически непрерывное изображение стенки скважины. Измеряются времена и амплитуды отраженной волны. В результате может быть получено растровое изображение поверхности стенки скважины или обсадной колонны.

В необсаженных скважинах метод применяют для измерения диаметра скважины (по времени прихода отраженной волны), определения типа литологии пород, выделения зон вторичной пористости (трещиновато-кавернозных), положения границ пластов с различной акустической жесткостью.

В обсаженных скважинах метод применяют для определения внутреннего диаметра и эксцентриситета колонны, выделения положения муфт и различных дефектов, нарушающих целостность и гладкость колонны, уточняют также местоположение других элементов конструкции, определяют положение перфорационных отверстий, а также дефектов обсадной колонны и НКТ (рисунки 7.10, 7.11).

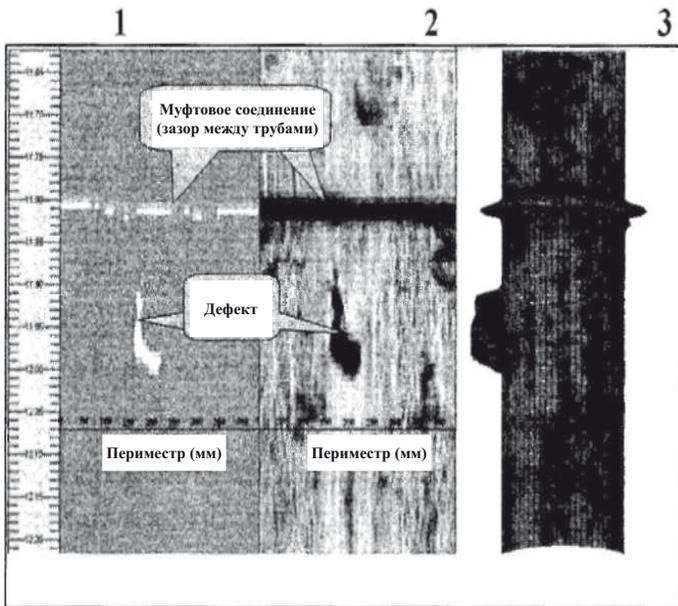


Рисунок 7.10 – Информативные возможности метода cat (авк): 1,2- сканобраз внутренней поверхности трубы по времени прихода (1) и амплитуде (2) сигнала; 3 – трехмерное изображение внутренней поверхности трубы (по материалам «Мосгазгеофизика»)

**Пассивная акустика или шумометрия** изучает упругие акустические колебания, возникающие в скважине и пласте в процессе её эксплуатации. Физическая сущность метода состоит в том, что при течении флюи-

иды издают акустические шумы в широком спектре звуковых колебаний от первых герц до первых килогерц. При этом спектр и интенсивность шума несет информацию о характере флюида (вода, нефть или газ) и среды, в которой происходит его течение (пласт, заколонное пространство, колонна, интервал перфорации).

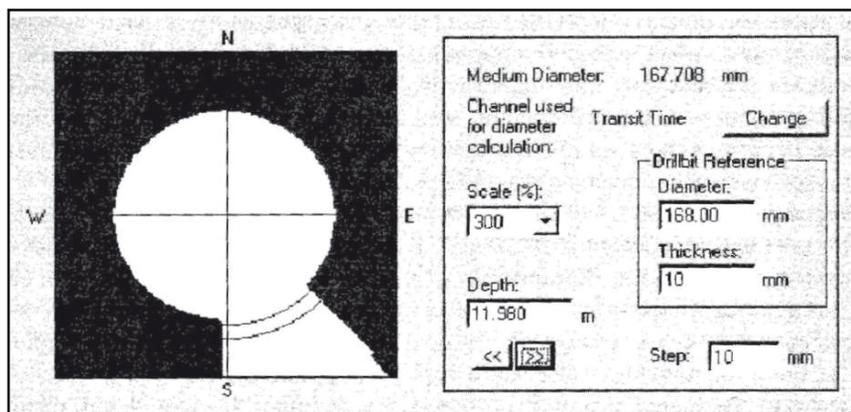


Рисунок 7.11 – Информативные возможности метода CAT (ABK) (поперечное сечение колонны в интервале дефекта по материалам «Мосгазгеофизика»)

В некоторых типах аппаратуры акустической цементометрии измерительный зонд используется в качестве канала шумометрии. Исследования выполняются в процессе отдельной спуско-подъемной операции при выключенном излучателе.

Материалы шумометрии используются для выделения мест поступления в скважину пластовых флюидов в интервалах перфорации и через дефекты обсадной колонны, а также межпластовых перетоков флюидов за колонной.

**Метод электромагнитной локации муфт**, как и прочие электромагнитные методы, основан на принципе электромагнитной индукции в проводниках электрического тока. При исследованиях регистрируются изменения магнитной проводимости в металле обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности (утолщений, разрывов, перфорации).

Измерения выполняются локатором муфт, датчик которого представляет собой дифференциальную магнитную систему, состоящую из мно-

гослойдной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, которые создают в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле. При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности металла труб происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование в измерительной катушке импульсов ЭДС. Малогабаритные локаторы (диаметром 36мм) имеют ограниченную разрешающую способность по отношению к выделению интервалов перфорации. ЛМ применяется для установления положения муфтовых соединений колонны, точной привязки показаний других приборов к положению муфт, взаимной привязки показаний нескольких приборов, уточнения глубины спуска лифтовых труб, определения текущего забоя скважины, в благоприятных условиях – определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (типа разрывов, трещин) обсадных колонн, НКТ. В обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах в комплексе с другими методами ГИС-контроля метод используется для привязки, выявления дефектов, перфорации и элементов конструкции скважины.

Близким по физической сути к ЛМ методом является *прихватопредельитель* (ПХ) [2,3], используемый для определения места прихвата колонны труб при бурении и капитальном ремонте скважин. Метод основан на способности ферромагнетиков утрачивать намагниченность при деформации. Прибор ПХ представляет собой электромагнит, которым с определенным шагом наносятся магнитные метки на стальной колонне путем кратковременного пропускания тока через катушку электромагнита. После приложения критических напряжений кручения или растяжения к колонне, ПХ считываются проставленные ранее метки. Выше интервала прихвата колонны метки полностью исчезают или уменьшаются по амплитуде.

*Скважинная дефектоскопия и толщинометрия* основаны на регистрации электромагнитного отклика от вихревых токов, возникающих в металлических колоннах и элементах конструкции скважины под воздействием электромагнитного излучения генераторной катушки. В ходе исследований измеряются различные параметры ЭДС индукции: амплитуда, декремент затухания, фазовый сдвиг сигнала относительно фазы возбуждающего тока в зависимости от модификации метода. На формирование ЭДС главным образом влияют: удельная электропроводность и магнитная восприимчивость (являющиеся

характеристиками материала труб), толщина и сплошность интервала исследования, диаметр колонн и их соосность (являющиеся геометрическими характеристиками), конструкция катушек, характеристики излучаемого сигнала и положение прибора в стволе (являющиеся характеристиками аппаратуры и условий измерения).

Современные скважинные дефектоскопы-толщиномеры позволяют выделить элементы конструкции скважины (трубы, муфтовые соединения, пакеры, центраторы, фильтры, перфорационные интервалы и др.), выделить продольные и поперечные дефекты типа «трещина» практически с нулевой раскрытостью и протяженностью от нескольких сантиметров, обрывы колонны и интервалы активной коррозии, определять толщину трубы с точностью до 0.5 мм.

В настоящее время разработаны и активно применяются системы, позволяющие проводить изучение многократных колонн, в том числе и при малом диаметре внутренней колонны (диаметр прибора 36 мм) [2,3]. В отечественной геофизической практике наибольшее развитие получили направления *электромагнитной дефектоскопии* (серия «ЭМДС») и *магнитно-импульсной дефектоскопии* (серия «МИД»).

Дальнейшим развитием этого направления являются сканирующие дефектоскопы, которые позволяют локализовать дефекты в определенном сегменте и существенно повысить разрешающую способность метода. Исходной информацией для обработки и интерпретации является серия кривых амплитуды ЭДС индукции для нескольких зондов на различных временах задержки от инициирующего импульса. Результатом интерпретации является серия дефектограмм и толщинограмм для каждой колонны.

Большинство промыслово-геофизических предприятий оснащены электромагнитными скважинными индикаторами дефектов обсадных колонн (ДСИ). По кривым, характеризующим трещины ( $Z$ ) и диаметр ( $D$ ) колонны, регистрируемым с помощью прямого ( $Z_n, D_n$ ) и дифференциального ( $Z_d, D_d$ ) зондов ДСИ, выделяются продольные трещины, обрывы, вздутия и смятия обсадных труб, т.е. не только места, но и характер дефектов.

Анализ промысловых материалов показывает, что в большинстве скважин, из числа исследованных с помощью ДСИ, в обсадных колоннах имеются намагниченные участки протяженностью от локальных аномалий до аномалий, которым соответствуют участки в сотни метров.

### 7.3 Определение интервалов заколонных перетоков пластовых флюидов

Одними из наиболее серьезных дефектов крепления скважин являются образования заколонных мегипластовых перетоков и газонефтепроявлений. Поэтому в большинстве случаев для достаточно достоверного определения их интервалов применяются комплексы методов, чаще геофизических и гидродинамических.

К традиционным методам определения интервалов заколонных перетоков и газонефтеводопроявлений относятся методы термометрии и радиоактивных изотопов (радионуклидов) с созданием в скважине репрессий и депрессий [2,3,17].

Для повышения надежности обнаружения интервалов заколонных перетоков существует устройство, содержащее аппаратуру акустического контроля за цементированием, блок выключения аппаратуры акустического контроля за цементированием, шумомер, блок включения шумомера, привод каротажной лебедки, узел управления приводом каротажной лебедки, а также снабженное термометром, блоком выделения сигнала аномалий температуры, блоком сравнения, реле времени, причем термометр через блок выделения сигнала аномалий температуры подключен к первому входу блока сравнения, выход которого подсоединен к входу реле времени, а первый выход реле времени через узел управления приводом каротажной лебедки подключен к приводу каротажной лебедки, второй выход реле времени через блок включения шумомера подсоединен к шумомеру, а третий выход реле времени через блок выключения аппаратуры акустического контроля за цементированием подключен ко второму входу блока сравнения [3,17].

При движении скважинного прибора по стволу скважины включены аппаратуры АКЦ и термометр. Сигналы от них передаются по каротажному кабелю на поверхность и регистрируются. Если на каком-либо участке ствола скважины термометр зафиксирует аномальное отклонение температуры, то это отклонение выделяет сигнал аномалий температуры и подается на один из входов блока сравнения. Если значение температурной аномалии превышает определенное значение, то на выходе блока сравнения появится сигнал. Этот сигнал поступает на входе реле времени, которое срабатывает через определенный интервал времени. Когда

реле времени срабатывает, то оно одним из своих выходов воздействует на узел управления приводом каротажной лебедки, и привод каротажной лебедки останавливает движение скважинного прибора.

Так как межпластовые перетоки, как правило, имеют значительную протяженность по стволу скважины, то им соответствуют температурные аномалии большой протяженности или длительное отсутствие контакта между цементом и обсадными трубами. Поэтому реле времени настраивается так, что оно срабатывает через некоторое время после появления сигнала на выходе блока сравнения.

Стендовые и промысловые испытания показали возможность получения дополнительной информации о наличии межпластовых перетоков за обсадной колонной путем регистрации фазокорреляционной диаграммы и электрического потенциала колонны, сотрудниками ВНИИКРнефти и ВНПО «Союзморгео» был создан и испытан макет комплексного устройства с регистратором ФКД, скважинный прибор которого снабжен электродом для регистрации ЭПК (рисунок 7.12а).

На синтетической диаграмме комплексного устройства (рисунок 7.12б) наличие заколонного перетока подтверждается показаниями всех четырех методов, реализуемых устройством, что повышает достоверность выявления перетока.

Сущность способа *определения интервала перетока газа в заколонном пространстве скважины* заключается в том, что после обнаружения на устье скважины повышенного заколонного давления, в скважине дважды — при максимальном и при полностью стравленном заколонном давлении — регистрируют изменения по стволу скважины показания ней-тронно-гамма-каротажа (НГК) — интенсивность вторичного гамма-излучения [17].

Интервал перетока газа в заколонном пространстве скважины определяют путем сопоставления диаграмм НГК, зарегистрированных при максимальном и при полностью стравленном заколонном давлении. При сопоставлениях диаграмм НГК этот интервал отмечается большим, чем погрешность измерений, превышением интенсивностей вторичного гамма-излучения (показаний НГК), зарегистрированных при максимальном заколонном давлении, над показаниями НГК, зарегистрированными при полностью стравленном давлении.

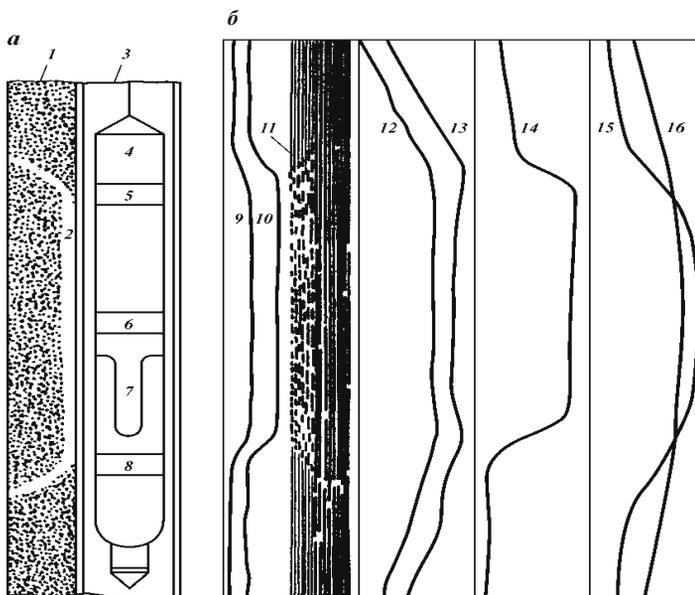


Рисунок 7.12 – Схема (а) и синтетическая диаграмма (б) комплексного устройства: 1 — тампонажный камень; 2 — канал; 3 — колонка; 4 — скважинный прибор; 5, 6 — акустические излучатели; 7 — электротермометр; 8 — акустический приемник; 9, 10 — соответственно  $L_{к5}$  и  $L_{к6}$ ; 11 — фазокоррелограмма; 12, 13 — кривые шумомера соответственно на частоте 1000 и 500 Гц; 14, 15, 16 — кривые соответственно ЭПК, аномальной и абсолютной температуры

Такое явление вызывается тем, что при максимальном заколонном давлении из канала перетока газа вытесняется наибольшее количество сопутствующей ему жидкости, а следовательно, уменьшается и число атомов водорода, замедляющих нейтроны. А это обуславливает повышение НГК (интенсивностей вторичного гамма-излучения) против канала перетока газа по сравнению с показаниями НГК при полностью стравленном давлении в канале.

При обнаружении на устье обсаженной скважины повышенного заколонного давления ожидают достижения им максимального значения (после чего давление остается неизменным) и производят следующие операции:

- проводят нейтронно-гамма-каротаж по всему стволу скважины при максимальном заколонном давлении;
- стравливают заколонное давление до атмосферного;

- проводят нейтронно-гамма-каротаж по всему стволу скважины при атмосферном заколонном давлении;
- сопоставляют диаграммы НГК, зарегистрированные при максимальном и атмосферном заколонном давлениях.

Интервал перетока газа в заколонном пространстве скважины определяют на диаграммах НГК против превышений показаний НГК, зарегистрированных при максимальном заколонном давлении, над показаниями НГК, зарегистрированными при атмосферном давлении.

**Пример.** После цементирования эксплуатационной колонны в скв. 135 Песчано-Уметской площади Саратовского комплекса ПХГ с искусственным забоем 1128 м было обнаружено газопроявление между эксплуатационной и технической колоннами.

Измерения на устье скважины давления газа в межколонном пространстве показали, что через несколько суток после цементирования это давление в течение часа поднималось до 4 МПа и не изменялось в течение 2 сут.

При стравливании газа из межколонного пространства давление падало до атмосферного за 1—2 мин. Это характеризует сравнительно невысокий дебит газа из межколонного пространства, а следовательно, и узость переточного канала.

При максимальном межколонном давлении был проведен нейтронно-гамма-каротаж по всему стволу скважины. Затем после стравливания межколонного давления до атмосферного был проведен НГК также по всему стволу скважины. Сопоставление диаграмм, зарегистрированных при максимальном и стравленном до атмосферного заколонных давлениях, показало, что если в интервале 1030—1112 м (ниже скважинный прибор не прошел) кривые НГК практически полностью совпали, то выше глубины 1030 м до устья скважины значения показаний НГК (интенсивностей вторичного гамма-излучения), зарегистрированные при максимальном заколонном давлении, систематически превышали на от 0,02 до 0,1 усл. ед. значения показаний НГК, зарегистрированные при атмосферном заколонном давлении. Это является признаком находящегося под давлением до стравливания скопления газа в интервале 0—1030 м (над верхним газонасыщенным пластом). На основе полученных результатов в качестве одного из вариантов ремонта скважины был предложен способ вторичного цементирования под давлением в проперфорированные отверстия против верхнего продуктивного пласта.

## 7.4 Испытания обсадных колонн на герметичность

С увеличением диаметров и глубин спуска обсадных колонн, а также с расширением пределов изменений газонасыщенности и плотности заполняющих их жидкостей снижается достоверность результатов испытания колонны на герметичность способом опрессовки [2,17].

Согласно этому способу, колонна считается выдержавшей испытания в том случае, если давление остается постоянным в течение 30 мин или снижается не более чем на 0,5 МПа при давлении испытания выше 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при давлении испытания ниже 7 МПа.

Таким образом, заключение о герметичности дается на основании регистрируемого снижения давления в течение 30 мин при опрессовке, являющегося следствием истечения части жидкости из замкнутого внутреннего объема обсадной колонны, которую можно представить как

$$AV = vApLS + AW \sim vApLS, \quad (7.1)$$

где  $v$  — коэффициент сжимаемости жидкости, находящейся в колонне,  $\text{МПа}^{-1}$ ;  $Ap$  — снижение давления, при котором колонна еще считается герметичной,  $\text{МПа}$ ;  $L$  — длина обсадной колонны,  $\text{м}$ ;  $S$  — площадь внутреннего сечения колонны,  $\text{м}^2$ ;  $AW$  — объем жидкости, вытесняемой колонной при ее деформации ( $\text{м}^3$ ), обычно не превышающий 5 % всего значения.

Так как сжимаемость жидкости есть функция газонасыщенности, плотности, температуры, давления и других факторов, то, очевидно, что объем истекшей жидкости  $AV$  при данном снижении давления  $Ap$  зависит от многих факторов, из которых только некоторые учитываются в вышеуказанном способе.

Относительная погрешность определения  $v$  с помощью этой зависимости не более 10 % при давлении не менее 5 МПа.

Рассмотрим, как может изменяться значение  $AV$  при  $Ap = \text{const}$  и одинаковых по площади поперечного сечения и значению гидравлического сопротивления в местах негерметичности обсадных колонн, при изменении глубин их спуска от 500 до 3000 м и диаметрах от 114 до 426 мм, газонасыщенности продавочной жидкости от 1 до 8 %, давлениях опрессовки 7 и 10 МПа, а также и при средней температуре, равной 75 °С.

Используя уравнение (7.1), получаем диапазон возможного изменения объема утечки жидкости из колонны для рассмотренных условий.

Проведенный расчет показал, что при снижении давления на 0,3 МПа за 30 мин AV может измениться: для 426-мм колонны от 83 до 1962 л, что это соответствует расходам жидкости от 53 до 1090 см<sup>3</sup>/с; для 219-мм колонны от 12,6 до 660 л, т.е. от 7 до 477 см<sup>3</sup>/с (рис. 100). При снижении давления на 0,5 МПа за те же 30 мин AV может изменяться: для 194-мм колонны от 16,4 до 1130 л, что соответствует расходам жидкости от 9,2 до 626 см<sup>3</sup>/с; для 114-мм колонны от 5,3 до 416 л, т.е. от 2,95 до 526 см<sup>3</sup>/с.

Следовательно, обсадная колонна, например диаметром 194 мм, может быть признана герметичной, несмотря на то, что при опрессовке из нее вытекает жидкость с расходом 400 см<sup>3</sup>/с, а в другой скважине обсадная колонна такого же диаметра и при таком же давлении опрессовки может быть признана негерметичной, хотя пропускает через место негерметичности жидкость с расходом всего 10 см<sup>3</sup>/с. Использование этих результатов может привести не только к аварийному состоянию скважины, но и к вредным последствиям для всего месторождения в целом. Во втором случае — к практически бесполезным значительным затратам времени и средств на обнаружение мест негерметичности и проведение изоляционных работ, так как такая колонна, возможно, вообще не нуждается в ремонте. Рядом исследователей высказывались соображения о низкой достоверности оценки герметичности обсадных колонн по снижению опрессовочного давления и о целесообразности выбора новых критериев оценки. Так, А.Т. Кошелев рекомендовал использовать для оценки герметичности обсадных колонн значение объема жидкости, истекающей из обсадной колонны при опрессовке, что, по-видимому, является более объективным критерием, который, кроме этого, может быть непосредственно использован при проведении ремонтно-изоляционных работ. Однако аналитический расчет значения этого объема по формуле (7.1) для каждой конкретной скважины выполнить весьма затруднительно. Поэтому для определения объема жидкости, истекающей из обсадной колонны за время опрессовки, предлагается использовать способ ее подкачивания, заключающийся в следующем [17]. Опрессовывают колонну согласно действующей инструкции. Затем замеряют значения снижения давления за указанное время и, повышая давление, восстанавливают его до первоначального значения с замером закачанного объема жидкости либо в процессе закачивания, либо путем последующего быстрого стравливания ее в мерную емкость через вентиль опрессовочной головки до падения давления в колонне на значение, равное зарегистрированному при опрессовке. Закачанный объем жидко-

сти (или стравленный в мерную емкость) будет равен объему жидкости, истекшей из колонны при опрессовке. Разделив значение этого объема на время опрессовки, можно определить расход жидкости через место негерметичности. Использование данного способа позволяет более дифференцированно и обоснованно судить о степени герметичности обсадных колонн, что в дальнейшем может служить основой для создания конкретных требований их герметичности с учетом назначения колонн и выработки более совершенных критериев ее оценки.

**Гамма-гамма толщинометрия** – это метод регистрации интенсивности рассеянного гамма-излучения с помощью зонда, содержащего источник среднеэнергетического гамма-излучения и детектор рассеянного гамма-излучения. Метод используется для определения средней по периметру толщины обсадной колонны, местоположения муфт, центрирующих фонарей, пакеров и других элементов конструкции скважины, оценки степени механического и коррозионного износа труб и пр. Прибор в скважине должен быть центрирован.

При интерпретации вносятся поправки за фон естественного гамма-излучения, а также за влияние плотности заполнителя ствола скважины и заколонного пространства.

**Гамма-гамма цементометрия** – это метод регистрации интенсивности рассеянного гамма-излучения с помощью зонда, содержащего импульсный источник средне-энергетического гамма-излучения и детектор рассеянного гамма-излучения.

Зонды гамма-гамма цементометрии и дефектоскопии имеют более сложную конструкцию. Применяются одноканальные зонды с вращающимся во время измерения с заданной угловой скоростью экраном («сканирующие»), который обеспечивает прием полезного сигнала из радиального сектора 30-50°. Показания зонда (при длине несколько десятков сантиметров) определяются главным образом плотностью среды в затрубном пространстве.

Метод используется для установления высоты подъема цемента за колонной, определения границ сплошного и частичного заполнения заколонного пространства цементом (в том числе зон смешивания цемента и промывочной жидкости либо чистой промывочной жидкости). Еще одной областью практического применения метода является выделение в цементном камне каналов и каверн, а также для оценки эксцентриситета обсадной колонны.

При интерпретации вносятся поправки за фон естественного гамма-излучения, а также за влияние плотности заполнителя ствола скважины. Для этой цели используются диаграммы плотности породы и кавернометрии открытого ствола.

Причинами нарушения цельности ЦК могут являться: некачественное сцепление на границах раздела, некачественное удаление корки бурового раствора, сильная усадка цемента, усталостное разрушение цемента, высокая проницаемость цементного раствора, его повышенная водоотдача, неправильно подобранная плотность, преждевременное загустевание и др. Наиболее типичным дефектом ЦК является микрокольцевой зазор, одновременно вызываемый влиянием температуры, гидродинамического давления и механических нагрузок.

Буровыми и ремонтными бригадами при строительстве или ремонте скважины применяются различные методики *опрессовки скважины* внутренним или наружным давлением. При опрессовке внутренним давлением в стволе скважины создается избыточное давление и отслеживается его падение в определенном временном интервале. Если снижение давления отсутствует или не выходит за регламентированные значения, колонна или цементный мост считаются герметичными. При опрессовке давление в скважине снижают путем снижения уровня и в дальнейшем отслеживают его изменение.

При исследованиях герметичности цементного камня активно используются *технологии закачки индикаторных смесей*. В качестве индикаторов используются флюиды с аномальной температурой, нейтронно-поглощающими или радиоактивными свойствами. Исследования проводятся по принципу сравнения между собой показаний методов на фоновом (до закачки) и рабочем (после закачки) замерах. Разновидностью этого метода можно также считать и наблюдение за формированием «естественных» (радиоактивных, солевых, флюидальных) аномалий, связанных с эксплуатацией залежи. При возникновении подобных аномалий вне эксплуатируемого объекта косвенно можно констатировать наличие дефектов заколонного пространства или колонны.

Ряд компаний, в частности Halliburton, разработали экспериментальные глубинные комплексы *скважинного видео* для получения на забое действующей скважины качественных видеоизображений. Саморегистрирующее устройство (видеокамера) при этом находится на поверхно-

сти (в каротажной станции), а на забой спускают только два оптоволоконных кабеля (один из них – для подводки освещения, другой – непосредственно для передачи видеокадров наверх). Специальное покрытие рабочего наконечника такого кабеля обеспечивает отсутствие налипания вязких фракций (нефти, грязи), а управляемый с устья манипулятор позволяет направить камеру на интересующий оператора объект.

Результатом проводимых с помощью скважинного видео измерений являются видеокартинки, в реальном времени иллюстрирующие движение компонент потока по стволу скважины, поступление капель нефти через перфорационные отверстия. Кроме того, можно контролировать состояние труб на забое. Недостаток метода – обеспечение требуемой степени прозрачности среды на забое, что возможно только при высокой степени обводненности продукции.

## **7.5 Геофизический контроль заколонных перетоков при разработке месторождений нефти и газа**

Возможности современного комплекса ГИС при контроле за герметичностью заколонного пространства достаточно информативны. По данным радиометрии и акустики изучают не только качество сцепления цементного камня с колонной, заполнение цементом каверн, но и размер кольцевых зазоров, величину и пространственную ориентацию каналов и пустот. Косвенно о герметичности судят по изменению вторичной газонасыщенности непродуктивных неперфорированных пластов, трещиноватых зон и пустот в теле цементного камня, фиксируемых нейтронными методами [2,3,6,17].

Методы обнаружения фактов заколонного движения малочисленны и не всегда эффективны. Один из наиболее известных способов решения данной задачи состоит в активации перетекающего флюида веществом с аномальными гамма-активными или нейтронными свойствами с последующим измерением в скважине интенсивности гамма-излучения и параметров нейтронного поля. Однако широкое использование данного способа затруднено относительной сложностью технологии.

В настоящий момент наиболее широко при оценке заколонных перетоков используется термометрия. В этом методе привлекает дешевизна и кажущаяся простота исследований. Выше были подробно рассмотрены

информативные возможности термометрии, поэтому ниже будут рассмотрены особенности практического использования данного метода при оценках герметичности заколонного пространства скважин.

По факту выявления заколонного перетока (через негерметичный ЦК) могут быть приняты необходимые для восстановления изоляции цемента мероприятия (включая РИР). В их числе: повышение затрубного давления на устье, герметизация затрубья заколонными механическими пакерами (например, «ЕСР»), уменьшение проницаемости матрицы цемента (закупоривающий поры латекс или повышающие вязкость жидкого флюида полимерные добавки), закачка цементных растворов мгновенного действия (например, «RAS»), изоляция поступления газа с помощью ПАВ (формирующих устойчивую пену) или самовспенивающихся цементов, др.

***Неработающие скважины.*** Известно, что заколонное движение сопровождается термодинамическими эффектами, отражающимися на термограмме. В неработающей скважине на фоне геотермического распределения температуры эти эффекты проявляются практически так же, как и при движении флюида внутри обсадной колонны [3].

Более того, часто приходится проводить измерения в скважинах, время выдержки которых недостаточно для восстановления геотермического теплового поля. Температура в таких скважинах незначительно отличается от естественной. Тем не менее и в этих условиях в стволе могут наблюдаться локальные аномалии, обусловленные предшествующей эксплуатацией. Чаще всего такие аномалии связаны с работающими толщинами коллекторов, с заполненными промывочной жидкостью кавернами (в необсаженной части ствола) или с цементным камнем (в обсаженных интервалах), а также с аномальными по тепловым свойствам пластами (чаще всего глинистыми). На рисунке 7.13 приведен пример такой аномалии в интервале глинистого пласта, обладающего малой теплопроводностью. В интервале глины сохраняется влияние предшествующего движения закачиваемого по стволу газа, поэтому измеряемая здесь температура существенно выше, чем у вмещающих пород.

***Действующие скважины, интервал ниже работающих пластов.*** Основой комплекса при изучении заколонных перетоков в данном случае также является термометрия. Наиболее просто по результатам термометрии выявить переток из пласта, залегающего ниже продуктивной толщи в подошву интервала перфорации. Признаки заколонного движения в этом случае такие же, как при выявлении перфорированного пласта.

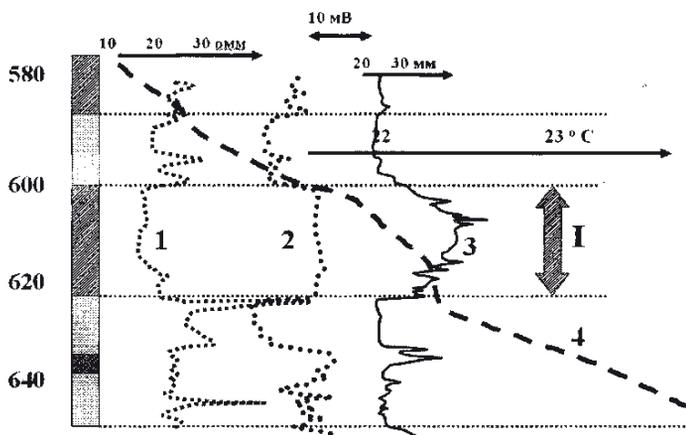


Рисунок 7.13 – Результаты геофизических исследований в интервале малотеплопроводного глинистого пласта: 1 – диаграмма КС, зонд «N2,5M0.5A»; 2 – диаграмма ПС; 3 – кавернограмма; 4 – термограмма в длительно простаивающей после закачки газа скважине; 5 – интервал малотеплопроводного глинистого пласта с аномально низким темпом восстановления естественной температуры после окончания закачки

Наиболее достоверно выявляется высокодебитный переток, с которым связано существенное искажение температуры во всем интервале заколонного движения. Пример для нагнетательной скважины представлен на рисунке 7.14.

Но, как правило, дебиты перетоков и связанные с ними температурные аномалии невелики. Поэтому для достоверного обнаружения заколонного движения наиболее информативна следующая технология исследований:

- изменение режима работы скважины;
- измерения в интервале предполагаемого перетока до и после изменения режима.

Смену режима работы скважины осуществляют путем изменения депрессии на пласт (при пуске простаивающей скважины, ее остановке или изменении расхода работающей скважины). При этом удастся более уверенно выявить на фоне помех влияние заколонного движения, используя такие информативные признаки, как:

- закономерное возрастание теплового воздействия перетока при увеличении депрессии на пласты;
- уменьшение теплового воздействия перетока при остановке скважины.

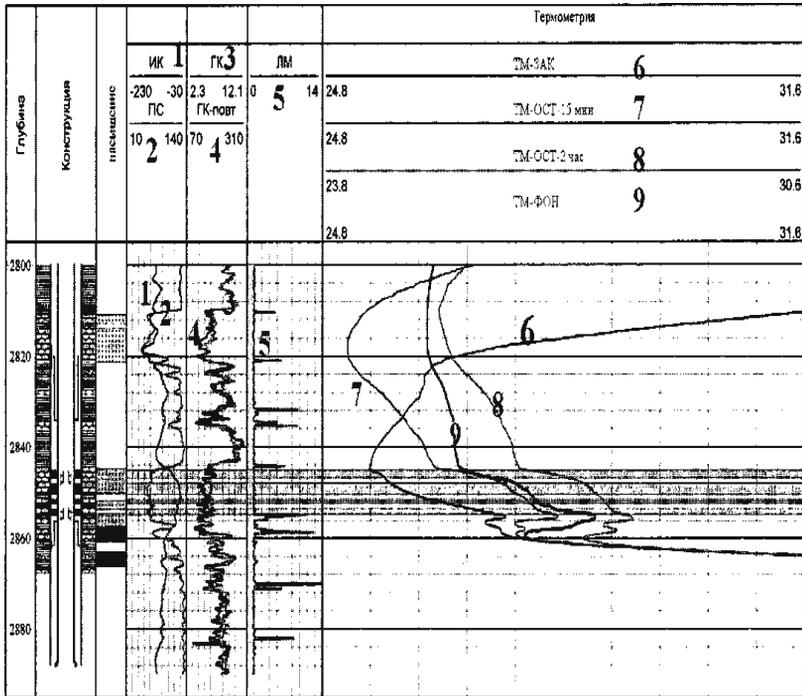


Рисунок 7.14 – ПГИ в нагнетательной скважине (обработка в системе «Камертон-Контроль»). Наименования кривых указаны в заголовке планшета, индексы соответствуют следующим условиям исследования: ФОН – фоновая кривая, осложненная влиянием предшествующих циклов эксплуатации скважины, ЗАК – в процессе закачки воды, ОСТ – 15 мин, ОСТ – 2 час – соответственно через 15 мин и 2 час после прекращения закачки

Названные признаки иллюстрирует рисунок 7.8, где в интервале за- колонного движения можно проследить все основные этапы воздействия на пласт при вызове притока компрессором – от резкого уменьшения температуры на этапе задавки жидкости в пласт (на начальной фазе компрес- сирования) до ее аномального увеличения (в фазе притока).

Задавленная в интервалы ниже кровли перфорации в процессе нагне- тания холодная вода постепенно прогревается, что приводит к измене- нию температуры в интервале перетока во времени. При этом весьма сво- еобразно поведение аномалии температуры в коллекторах в которых на- блюдается интенсивный излив закачанной воды, что приводит к аномаль- ному темпу повышения температуры. Вследствие этого экстремум отри-

цательной аномалии, обусловленной предшествующей закачкой, смещается вниз – в пределы неперфорированной толщи.

*Действующие скважины, интервал выше работающих пластов.*

Обнаружить заколонное движение в середине или кровле продуктивной толщи по результатам термометрии гораздо труднее, поскольку аномалии перетока экранируются движением флюида внутри колонны. Возможны условия в скважине, когда движение флюида по заколонному пространству в момент проведения измерений не наблюдается. Но о перетоке можно судить косвенно, если установлена негерметичность заколонного пространства. Например, возможна ситуация, когда в процессе задавки флюид из ствола поступает не только в перфорированные, но и в неперфорированные пласты. Если температура закачиваемого флюида отличается от температуры пород, поглощение обычно фиксируется термометром.

По результатам термометрии переток фиксируется уверенно лишь в случае, если его интенсивность сравнима с интенсивностью движения флюида по колонне. В этом случае о негерметичности заколонного пространства свидетельствует изменение градиента температуры в действующей скважине.

Если интенсивность движения флюида по стволу существенно больше, чем по заколонному пространству, то переток не отражается на тепловом поле в действующей скважине. Влияние заколонного движения может в этом случае стать заметным лишь после остановки скважины, когда прекращается экранирующее воздействие потока по колонне.

Непосредственно после остановки скважины температура в стволе стремится приблизиться к температуре в канале перетока. Если после остановки переток прекращается, то температура в длительно простаивающей скважине стремится приблизиться к геотермической, а аномалии температуры сглаживаются.

Аналогичные процессы наблюдаются при перетоке вверх из пласта в середине продуктивной толщи.

Основная проблема информативности интерпретации состоит в однозначном выявлении аномалий перетока на фоне возможных помех. К числу основных источников помех относится изменение по глубине тепловых свойств горных пород и заполнителей ствола скважины. После остановки в стволе и в окружающих породах происходит процесс восстановления естественной температуры, нарушенной при эксплуатации скважины. Вследствие влияния тепловых свойств интенсивность этого процесса различна по

глубине. В наиболее теплопроводных средах (плотных породах, водонасыщенных песчаниках и пр.) восстановление идет быстрее, в интервалах залегающих глинистых разностей восстановление происходит медленнее. Вследствие описанного процесса на термограммах в остановленной скважине наблюдаются локальные аномалии температуры. Проблема выявления на их фоне аномалий перетока зачастую чрезвычайно сложна.

Задача решается однозначно только в случае, если аномалии перетока по знаку и характеру поведения не связаны с влиянием тепловых свойств.

Вывод о необходимости учета данных о литологии пород для однозначного заключения о перетоке подтверждается также в случае, когда можно с определенной долей уверенности выявить заколонное движение в интервалах пласта. Вывод о перетоке в интервалах подтверждается несоответствием характера теплового поля в мощных, практически идентичных по свойствам глинистых пластах. В первом из названных пластов наблюдается хотя и замедленное, но достаточно интенсивное восстановление температуры. Во втором пласте темп восстановления температуры аномально замедлен.

*Изучение заколонных перетоков по комплексу промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.* Как уже было показано выше, гидродинамические исследования с успехом используются для контроля энергетического состояния залежи и параметров околоскважинной зоны, а также определения гидродинамических свойств разрабатываемых пластов. Однако на следующем примере будет показано, что зачастую без оценки параметров системы «скважина-пласт» и состояния скважины с помощью геофизических исследований на этапе контроля разработки (ПГИ) невозможно получить достоверную информацию о происходящих в скважине процессах и о разрабатываемом пласте.

В качестве примера взято исследование фонтанирующей скважины одного из месторождений Западной Сибири. Для определения текущей фазовой проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности, продуктивности, текущего пластового давления, текущего скин-фактора, а также выявления возможной неоднородности пласта по радиусу было проведено гидродинамическое исследование методом КВД. На рисунке 7.15 приведен обзорный график результатов данного исследования в двойном логарифмическом масштабе. Характерной особенностью графика является резкое падение значения логарифмической производной после выхода

на радиальный режим и ее последующая стабилизация при больших временах исследования. Кроме того, во время фонтанирования скважины наблюдался преимущественно приток воды, хотя первоначально пласт был насыщен нефтью.

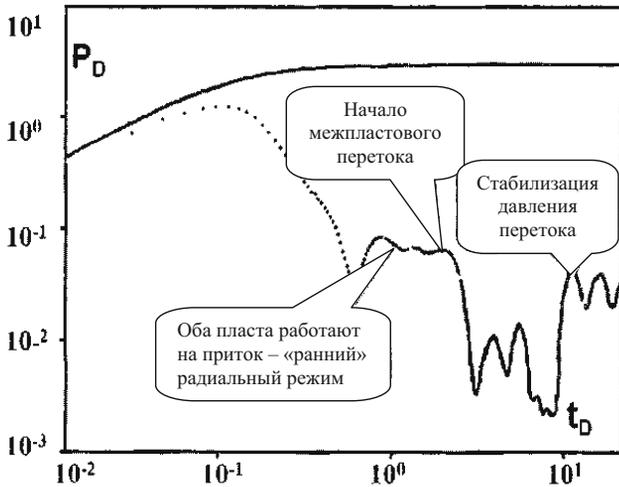


Рисунок 7.15 – Результаты ГДИС в скважине при наличии заколонного перетока

Понять происходящие в скважине процессы помогают комплексные ПГИ, проведенные непосредственно после ГДИС. Указанный факт интересен тем, что является яркой иллюстрацией заколонного перетока, причем в рассматриваемом случае с перетоком связана основная часть дебита скважины. Наличие заколонного движения отражается, прежде всего, на результатах нестационарной термометрии. В интервале ниже перфорированных пластов вплоть до глубины 1953 м наблюдаются ярко выраженные переходные процессы. Сначала происходит поглощение коллекторами флюида, а затем они работают на отбор. Факт перетока подтверждается также аномалиями на диаграммах методов оценки состава в подошве перфорации.

Переток начинается, как только давление на забое становится выше, чем в принимающем флюид пласте (этот момент отмечен на кривой изменения давления в декартовых координатах, изображенной на рисунке 7.16).

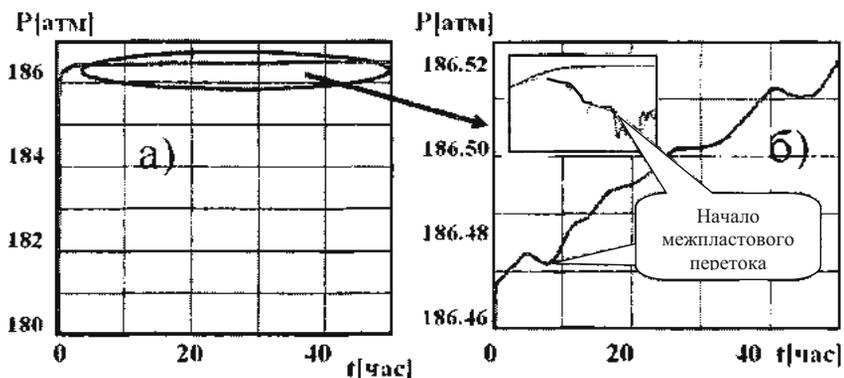


Рисунок 7.16 – Изменение давления во времени на участке КВД в декартовых координатах: а) – общий характер поведения давления, б) – конечный участок КВД в детальном масштабе

Именно этому моменту времени и соответствует резкий спад логарифмической производной, наблюдаемый на рисунке 7.15. Далее кривая давления в скважине отражает сложный переходный процесс перераспределения флюида между отдающим и принимающим перетекающий флюид пластами, что приводит к уменьшению темпа восстановления давления, отражающемся на логарифмической производной. Следует сказать, что при более существенном различии в пластовых давлениях и фильтрационных свойствах пласта-источника и пласта-приемника перетекающего флюида возможен не только спад, но и инверсия темпа восстановления давления. При больших временах в стволе стабилизируется давление, отличающееся от пластового и отражающее режим работы переточной системы.

Очевидно, что в рассматриваемых условиях фильтрационные свойства пласта можно оценить лишь в интервале стабилизации значений производной, наблюдаемом до начала перетока (на рисунке 7.15 этот режим идентифицируется как «ранний радиальный режим»).

Пример такой оценки с использованием типовых кривых для однофазного пласта со скин-фактором приведен на рисунок 7.17. На рисунке 7.18 приведены результаты интерпретации по методу Хорнера.

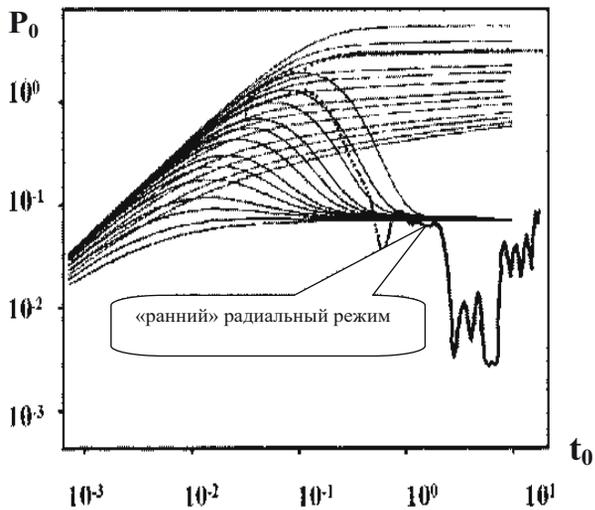


Рисунок 7.17 – Интерпретация ГДИС в скважине со скин-фактором

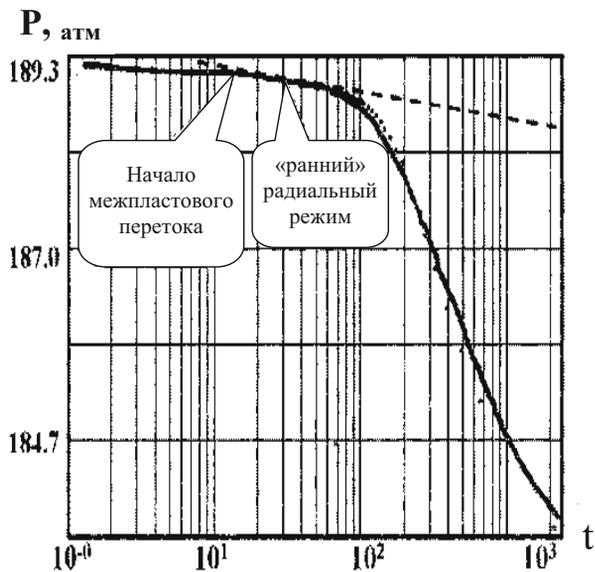


Рисунок 7.18 – Интерпретация ГДИС в скважине при наличии заколонного перетока (проницаемость пласта оценена по методу Хорнера)

В результате зафиксировано большое положительное значение скин-фактора ( $S = 21$ ). На первый взгляд, можно сделать вывод о значительном фильтрационном сопротивлении призабойной зоны пласта, тогда с помощью ее обработки можно увеличить дебит скважины почти в 4 раза. Но известно, что скважина эксплуатируется с заколонным перетоком, причем доля перетекающего флюида в общей продукции скважины преобладает. То есть выполненная интерпретация ГДИС характеризует интегральные свойства не одного (перфорированного), а двух эксплуатационных объектов. Причем поступающая из пласта-источника перетока вода, прежде чем попасть в перфорацию, движется по заколонному пространству. Возникающее при этом дополнительное фильтрационное сопротивление и является наиболее вероятной причиной наблюдаемого аномально высокого скин-фактора, обнаруженного при ГДИС.

Таким образом, по результатам комплексного исследования ГДИС-ПГИ может быть выявлен механизм работы пластов, оценена их насыщенность, определены причины обводнения скважины, обнаружен межпластовый переток, определены работающие толщины, среднеобъемные фильтрационные свойства работающих пластов (проницаемость, подвижность, гидропроводность, пьезопроводность, продуктивность), интегральный скин-фактор, энергетическое состояние разрабатываемого пласта и давление перетока между пластами. Именно благодаря широкому комплексу проведенных исследований получены непротиворечивые данные о скважине и пласте, включая существенно новую информацию.

## **7.6 Исследования причин разрушения внутрискважинного оборудования и эксплуатационной колонны от коррозии и отложения солей**

На последней стадии разработки нефтяных месторождений Западной Сибири в пластах продолжают протекать сложные геолого-химические и начинают активно развиваться микробиологические процессы, существенно влияющие на состав попутно добываемых вод, который часто приводит к образованию отложений солей (сульфатов, карбонатов). В настоящее время отложения содержат соли, углеводороды, песок с большими включениями сульфида железа. В некоторых скважинах содержание последнего является преобладающим, что связано с наличием в добываемой продукции большого количества серо-

водорода ( $H_2S$ ). Поэтому в реальных условиях необходимо выявлять причины увеличения концентрации сероводорода в добываемой жидкости.

Обобщение причин, условий и осложнений, вызываемых образованием  $H_2S$  и сульфида железа на месторождениях Западной Сибири, позволило систематизировать процессы. Разработанная схема учитывает геолого-химические и микробиологические процессы, приводящие к выделению сероводорода и образованию отложений сульфида железа в скважинах на поздней стадии разработки залежей. Наличие сероводорода в нефти и закачиваемой воде осложняет эксплуатацию скважин и приводит к повышенной сероводородной коррозии оборудования и обсадной колонны.

В последние годы наличие  $H_2S$  в продукции скважин связывают с проявлением сульфатредукции. Сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) могут вноситься в пласт еще на стадии бурения скважин вместе с водой бурового раствора. Однако на начальной стадии разработки скважины обводняются высокоминерализованными хлоркальциевыми водами, в которых внесенные с буровым раствором или другими технологическими жидкостями СВБ погибают.

По мере разработки залежей попутно добываемая вода опресняется с увеличением сульфатности. После подготовки добываемые воды такого состава снова закачиваются в пласт. Нефть и сульфатсодержащая вода являются благоприятной средой для развития СВБ на поверхности порового пространства прискважинной зоны пласта (ПЗП), оборудования скважины и обсадной колонны. В итоге в различных участках залежи формируются сульфатсодержащие экосистемы, способствующие жизнедеятельности СВБ с выделением биогенного сероводорода.

Развитие экосистемы начинается с поверхностных установок отделения (сброса) воды, которая после подготовки по водоводам закачивается через нагнетательные скважины в пласт. В этих условиях увеличивается число СВБ на забое и в ПЗП нагнетательных скважин, а продукты жизнедеятельности бактерий вместе с сероводородом поступают в пласт и затем извлекаются в виде сероводородсодержащей продукции.

Сероводород может поступать не только из удаленных зон пласта. Он может образовываться после различного вида обработок ПЗП, глушения, промывок добывающих скважин с использованием вод, зараженных бактериями. В таких условиях в ПЗП и оборудовании добывающих скважин возникают благоприятные условия для активного роста числа СВБ и образования  $H_2S$ .

Таким образом, источниками сероводорода являются сероводород из закачиваемой воды, а также биогенный сероводород из удаленной, призабойной зон пласта и добывающих скважин. Кроме того, сероводород может поступать в скважину вместе с углеводородным газом из выше- и нижележащих пластов по негерметичному цементному кольцу за эксплуатационной колонной.

Приток ионов железа в составе попутно добываемой воды в добывающие скважины происходит из закачиваемой воды и в результате геохимических процессов взаимодействия железосодержащих минералов с кислородом воздуха в закачиваемой воде. Поступающие из пласта и ПЗП ионы железа при взаимодействии с  $H_2S$  образуют сульфид железа.

Осадки сульфида железа формируются обычно при одновременном развитии СВБ на поверхности стального оборудования, что значительно снижает эксплуатационные показатели скважин. Наиболее подвержены негативному воздействию отложений солей сложного состава с сульфидом железа установки электроцентробежных насосов (УЭЦН).

При образовании солей в стволе скважины можно выделить несколько таких зон: межтрубное пространство эксплуатационной колонны и НКТ от устья скважины до уровня жидкости; зона нефти от динамического уровня до приема насоса; интервал эксплуатационной колонны от приема насоса до забоя. Отложения солей могут формироваться и в ПЗП. При перекачке перенасыщенных растворов отложения солей образуются в глубинном насосе и на внутренней поверхности НКТ.

Исследованиями многих специалистов-нефтяников показана острая необходимость эффективной защиты от сероводородной коррозии межтрубного пространства. Так, результаты расчетов, проведенных в НГДУ «Уфанефть», показали, что при эксплуатации скважины дебитом  $25 \text{ м}^3/\text{сут}$  (глубина залегания пласта 2000 м, расстояние от насоса до пласта 500 м) с площадью поверхности обсадных труб в сероводородсодержащей газовой зоне 408 м (внутренний диаметр обсадных труб 130 мм, динамический уровень в скважине 1000 м) и площадью внешней поверхности НКТ  $230 \text{ м}^2$  (наружный диаметр НКТ 73 мм) при скорости коррозии 0,2-0,5 г/( $\text{м}^2\text{ч}$ ) масса осыпающихся продуктов коррозии составит 3062,4-7656 г/сут. Общая масса продуктов коррозии в скважине может достигать 5,51-12,55 кг/сут, а в продукции скважины будет содержаться до 224-502 мг/л механических примесей. Исходя из подобных расчетов видно, что одной

из основных причин входа из строя УЭЦН является образование в насосе осыпающихся продуктов коррозии, поступающих вместе с добываемой продукцией.

Проводимые в нефтепромысловой практике мероприятия по предупреждению образования отложений солей позволяют надежно защищать оборудование на всем пути движения жидкости от призабойной зоны к интервалу перфорации, в насосном оборудовании и на НКТ. Однако при существующих технологиях недостаточно эффективно обеспечивается защита оборудования.

Что касается образования сульфидов железа, то активной является зона, где металл контактирует со столбом сероводородсодержащей нефти, высота которого определяется расстоянием от приема насоса до динамического уровня. При этом нефть вызывает значительную коррозию металла. На поверхности труб начинают развиваться СВБ, что приводит к повышенной коррозии и образованию сульфида железа.

В настоящее время для защиты от солеотложений и коррозии применяются периодические прокачки химических реагентов в межтрубное пространство, в частности, для этих целей применяются ингибиторы серии «Нефтехим», СНПХ-6014МС, СНПХ-5301, ИСБ-1, «Инкредол», «Дифонат», «Азимут-14» и др. Однако такие прокачки обеспечивают защиту оборудования на очень малое время. Это объясняется главным образом значительной разницей между плотностью нефти в межтрубном пространстве скважины ( $750-850 \text{ кг/м}^3$ ) и плотностью ингибитора коррозии ( $910-960 \text{ кг/м}^3$ ). В результате ингибитор быстро проходит сквозь слой нефти в межтрубном пространстве на прием насоса и выносится из скважины. При этом он не успевает полностью диспергироваться в затрубной нефти, особенно в скважинах с низким динамическим уровнем, вследствие чего продолжительность требуемого защитного эффекта, как правило, не превышает 30 сут. и до 80 % ингибитора расходуется неэффективно.

Для защиты оборудования необходимо обеспечивать подачу ингибиторов солей, коррозии, бактерицидов от устья межтрубного пространства до приема насоса и далее – от приема насоса через НКТ к выкидным линиям.

Специалистами ОАО «ТНК-ВР» предложен метод защиты от коррозии и солеотложений внутрискважинного оборудования, сущность которого заключается в следующем. В затрубное пространство скважины по-

дается ингибирующая композиция в составе мелкодисперсной высокоустойчивой азотсодержащей пены. Ингибирующая композиция готовится в следующей последовательности. Вначале готовят водный раствор карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) с выдержкой его для набухания в течение 24 ч. Затем в него вводят расчетное количество ингибитора солеотложения и ингибитора коррозии, которые тщательно перемешиваются. Последним вводится пенообразователь. Скважина обрабатывается в следующей последовательности. Предварительно из межтрубного пространства скважины газ стравливают до атмосферного давления. Затем установку для закачки ингибитора подключают к задвижке затрубного пространства. Приготовленная ингибирующая композиция в составе азотсодержащих пен, подается в межтрубное пространство скважины (скорость закачки композиции составляет 0,2...0,3 м<sup>3</sup>/ч). Степень заполнения затрубного пространства вспененной ингибирующей композицией определяют по росту давления, которое не должно превышать 0,8-1,0 МПа, и контролируют манометром. Необходимый размер пузырьков пены (0,5-2 мм) обеспечивают подбором калибровочной сетки пеногенератора. Использование азота вместо воздуха исключает образование оксидов железа и возникновение каких-либо других нежелательных окислительных процессов.

Вспененная ингибирующая композиция способна длительное время сохранять свою структуру и обеспечивать защиту подземного оборудования, контактируя с поверхностью НКТ и эксплуатационной колонны. При этом содержащийся в ней ингибитор коррозии образует на поверхности металла защитную пленку, а ингибитор отложения солей, адсорбируясь на поверхности оборудования, предотвращает агрегацию зародышей микрокристаллов сульфида железа. Защита межтрубного пространства скважины в интервале от уровня жидкости до приема насоса, а также самого насоса и далее внутренней поверхности НКТ обеспечивается постепенным поступлением жидкой фазы ингибирующей композиции. При этом жидкая фаза композиции образуется «сверху вниз» вследствие постепенного разрушения пены со свободной поверхности под действием сил гравитации. В результате ингибирующая композиция смачивает поверхность металла, обеспечивая дополнительную защиту поверхности межтрубного пространства скважины в интервале от устья до уровня жидкости, а также обогащение жидкой фазой нижних слоев вспененной композиции. Таким образом, осуществляется дозирование ингибиторов в

течение определенного времени и достигается полная защита по схеме: поверхность затрубного пространства от устья до приема насоса – интервал нефти – рабочие органы насоса и внутренняя поверхность НКТ.

Опытные испытания усовершенствованного метода обработки межтрубного пространства вспененной ингибирующей композицией проводились на 10-ти кустовых скважинах Самотлорского и Ермаковского месторождений соответственно с целью отработки и уточнения технологических параметров образования и закачки вспененной композиции в межтрубное пространство, оценки величины и продолжительности защитного эффекта ингибиторов при обработке глубиннонасосного оборудования.

Результаты испытаний показали высокую перспективность метода. В последующие годы опытно-промышленные работы были продолжены еще в больших масштабах.

Исследование состава осадков (отложений), взятых с образцов металла аварийного погружного оборудования, показало, что отложения состоят из ферромагнитных окисных разновидностей железа, сульфидов, сульфатов с примесью карбонатов и силикатов, цементированных смолистоасфальтовыми веществами нефти. Также было установлено присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ). Сложность процессов бактериальной коррозии определяется воздействием основных факторов: биогенного сероводорода, самих бактерий и продуктов коррозии – сульфидов и других соединений железа. Активное развитие сульфатредукции в пластах существенно осложняет эксплуатацию месторождений, увеличивает содержание сероводорода в добываемой продукции, что усиливает коррозию технологического оборудования, эксплуатационной колонны, снижает проницаемость коллекторов из-за выпадения бактериальных осадков, загрязняет окружающую среду. Основопологающим фактором коррозионного разрушения нефтепромыслового оборудования и эксплуатационной колонны является микробиологическая коррозия.

Решая проблему повышения надёжности внутрискважинного оборудования, необходимо учитывать, что при высокой обводненности добываемого продукта наибольшее число аварий происходит в тех зонах месторождений, для которых характерно присутствие в водонефтегазовой смеси сероводорода и СВБ. При этом следует также учитывать и влияние указанных смесей на целостность эксплуатационной колонны, особенно в местах соединения труб.

Как показывает многолетний опыт эксплуатации погружных центробежных насосов на Самотлорском месторождении, рост числа их аварий характерен, в основном, для скважин, обводненность которых превышает 80-90%. Причем наибольшее число отказов УЭЦН происходит в скважинах, продукция которых содержит повышенное количество сероводорода и микробактерий.

Металлографические исследования, выполненные на образцах, вырезанных из различных узлов УЭЦН, показали, что коррозионному разрушению подвержены только корпуса ПЭД и ГД, а корпус насосного агрегата коррозией практически не затронут, так как выше его приемного отверстия корпус насоса контактирует с нефтью. Сравнительно сильной и аномальной коррозии подвергается довольно узкая область корпусов ПЭД и ГД в месте контакта с обсадной трубой.

Для изучения основных причин аномально высокой коррозии УЭЦН и обсадной колонны в скважинах нефтяных месторождений ОАО «ТНК – ВР» были проведены исследования: а) физико-химической характеристики добываемой из этих скважин пластовой жидкости; б) особенностей эксплуатации глубинно-насосных установок; в) гидравлических характеристик обтекающей насосные трубы жидкости и др.

## **7.7 Особенности эксплуатации глубинно-насосных установок в обсаженных скважинах**

Как установлено из практики бурения добывающих скважин, подавляющее большинство из них в силу геотехнических причин имеет искривленный ствол – обсадную трубную колонну, что является первостепенным фактором для коррозии корпусов ПЭД и ГД. Поэтому УЭЦН и НКТ смещена от центральной оси скважины и тесно прилегает к внутренней поверхности обсадной трубы, т.е. контакт «насос – обсадная труба» находится под некоторой нагрузкой колонны НКТ. При коаксиальном расположении ПЭД и ГД возникают особые условия, способствующие высокой коррозии их корпусов.

Во-первых, на границе контакта корпуса ПЭД с обсадной колонной образуется щель, в которой движение пластовой жидкости затруднено, а в расширенном зазоре – облегчено. В результате металл в районе щели выступает в качестве анода, т.е. быстрее разрушается, а поверхность, обтекаемая жидкостью, является катодом и подвержена меньшей коррозии.

Во-вторых, благодаря небольшой скорости течения пластовой жидкости в щели скапливаются продукты коррозии (сульфиды железа) и легко закрепляются бактерии СВБ.

В-третьих, к анодным и катодным участкам на корпусе ПЭД в рабочем зазоре скважины подключается еще одна обширная анодная зона – горячий корпус ПЭД. В системе «горячий металл – холодный металл» корпус ПЭД разрушается быстрее, так как является анодом.

Существуют и другие, менее важные для коррозии факторы, которые обуславливают макрогальваническую коррозию корпуса ПЭД и ГД в рабочем зазоре между УЭЦН и обсадной колонной.

Как известно из литературы, А.А. Гоник с сотрудниками (НГДУ «Уфанефть») впервые обнаружил особо опасный, вызывающий коррозию, фактор, который ранее не принимался во внимание нефтяниками. Им является вибрация ПЭД – постоянное вибрационное (симметричное) проскальзывание корпуса насоса по отношению к обсадной трубе. В таких условиях проходят наиболее опасные коррозионные разрушения металла не только УЭЦН, но и обсадной колонны – так называемая фреттинг-коррозия. При этом в зоне контакта металла корпуса ПЭД и ГД с обсадной трубной колонной развиваются огромные знакопеременные напряжения, которые вызываются вибрационным перемещением (проскальзыванием) УЭЦН на подвеске НКТ. При этом металл в месте контакта быстро, иногда в течение 1-2 месяцев, изнашивается вплоть до появления в нем сквозного отверстия (свища).

Согласно ГОСТ 18058-80, допустимой величиной радиального и вертикального вибрационных перемещений корпуса насоса в скважине считают 50 мкм. Исследованиями вибрации ПЭД показано, что из-за разбаланса вала двигателя ПЭД она может повышаться до 500 мкм. Очевидно, для развития коррозии в агрессивной сероводородсодержащей среде даже минимальные вибрационные перемещения корпуса насоса могут вызвать сильные разрушения корпуса ПЭД, ГД и обсадной колонны.

Повышенная вибрация УЭЦН и фреттинг-коррозия в местах шлицевых соединений насоса и резьбы НКТ и обсадной колонны являются основной причиной многих обрывов насосных агрегатов и НКТ и нарушения целостности обсадной колонны.

Из практики известно, что количество циклов нагружения установки ЭЦН в нефтяной скважине порядка нескольких тысяч. Если коррозион-

ный дефект на протяжении запланированного срока эксплуатации (между двумя профилактическими осмотрами) подрастает на 1 мм в течение 10 000 циклов нагружения, то это свидетельствует о чувствительном влиянии рабочей среды на сопротивление распространению коррозионного дефекта (усталостной трещины) испытываемых стальных образцов, а, следовательно, на надежность и долговечность скважинных электронасосов и обсадной колонны.

Результаты экспериментальных исследований и наблюдения из практики показывают, что если предотвратить соприкосновение корпусов ПЭД и ГД со стенкой трубы, то их коррозионное разрушение снизится лишь на 40-50 %. Однако коррозия корпусов в меньших размерах все же останется. Основным фактором аномальной коррозии в этих условиях является обтекание корпусов ПЭД и ГД пластовой жидкостью в направлении ее движения к приемному окну насосного агрегата.

Размер зазора при правильном расположении труб очень мал: 4-6 мм в зависимости от мощности УЭЦН, диаметров корпуса ПЭД и обсадной колонны. Скорость течения пластовой жидкости между обсадной трубой и насосным агрегатом в зазоре, что определяет интенсивность охлаждения электродвигателя, зависит от величины зазора, состояния загрязнения металлической поверхности насоса и обсадной трубы, количества отложившихся продуктов коррозии, осадков солей, тяжелых нефтепродуктов и других факторов. Этот процесс во времени носит динамический характер, так как перед спуском УЭЦН в скважину регламентируется процесс шаблонирования обсадной колонны и промывки скважин от твердых загрязнений. Однако данный процесс подготовки скважин несовершенен, поэтому часто рабочий интервал скважины остается заполненным продуктами коррозии и осадками солей. При работе УЭЦ в рабочем зазоре дополнительно осаждаются продукты коррозии и соли, что существенно изменяет гидравлически характеристики работы насоса, которые могут привести к выходу его из строя.

Многолетними наблюдениями выявлено, что под влиянием депрессии и колебаний столба жидкости в столбе скважины по вскрытой толщине пласта происходит разрушение горной породы, а также цементного кольца за колонной.

Как показали многолетние наблюдения, механические примеси, состоящие преимущественно из продуктов коррозии обсадных (ОТ) и насосно-компрессорных труб (НКТ) – сульфидов железа, а также из от-

ложений неорганических солей влияют на целостность оборудования и обсадной колонны. Образованные на внутренней поверхности обсадной колонны и наружной поверхности НКТ продукты коррозии, осыпаясь, могут достичь приема насоса, а также забоя, иногда перекрывая интервал перфорации пласта. Появление сульфидов железа в добываемой из скважин пластовой жидкости обусловлено наличием в ней сероводорода, который является продуктом жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Предельно допустимая концентрация ионов железа в водной продукции рассчитывается индивидуально для каждой скважины исходя из объема добываемой попутной воды, диаметра и глубины спуска НКТ.

Как следует из опыта эксплуатации добывающих нефтяных скважин Самотлорского месторождения, а также скважинного фонда нефтепромыслов других регионов России, наиболее простой способ торможения процесса образования осадков на поверхности скважинного подземного оборудования – это периодическая очистка и промывка обсадных колонн до забоя скважин, а так же ингибирование всей очищенной поверхности специальными жидкостями и ингибиторами коррозии. Однако тщательная периодическая очистка поверхности обсадных труб и удаление из скважины накопившихся осадков сульфида железа – весьма трудоемкий и не всегда экономически оправданный процесс.

Наиболее эффективный метод, апробированный на десятках скважин Самотлорского месторождения, связан с ингибированием поверхности металла труб специальной жидкостью, заливаемой в затрубное пространство скважины. Эта жидкость обладает повышенной вязкостью, способна улавливать в плавучем состоянии большое количество сульфидов и карбонатов железа.

Для замедления коррозии в обсадной колонне ниже УЭЦН усовершенствована технология ингибирования и защиты оборудования и обсадных колонн с применением глубинного дозатора, оборудованного специальным устройством для опоры на забой скважины.

Для реализации данного способа в затрубное пространство работающей скважины закачивается жидкость, которая и служит для удержания и накопления осадков, осыпающихся сверху. Данная жидкость содержит ингибитор коррозии и имеет полезные технологические свойства. Вместе с этим, при технологических манипуляциях (остановке, пуске) в скважи-

не она меняет свое положение (вверх или вниз), в результате проводится смачивание и нанесение защитной пленки ингибитора коррозии на поверхность металла.

В качестве ингибиторов коррозии используется СНПХ-1004 и сонкор-9701. Основными оценочными их критериями являются высокая эффективность защиты при небольших дозировках (20-25 г/м<sup>3</sup>), низкая стоимость, технологичность и стабильность качества реагента. В связи с кризисными процессами в экономике наблюдаются значительные колебания указанных показателей. Поэтому для обеспечения надежности и стабильности ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии необходимо использовать ингибиторы коррозии нескольких заводов – изготовителей, чтобы всегда имелась возможность перехода на другой реагент.

## **7.8 Влияние кавитации на целостность оборудования и обсадной колонны**

Кавитация играет значительную роль в работе ЭЦН, долговечности скважинной крепи и является одним из наиболее важных факторов, который необходимо учитывать при выборе типа рабочего колеса насоса для данных условий. Кавитация нарушает нормальное течение жидкости и все выведенные законы превращения гидравлической энергии в механическую.

Возникновение кавитации сопровождается прежде всего резким падением коэффициента полезного действия, что объясняется нарушением сплошности потока и неравномерностью действия его на лопастные колеса насосов.

Падение К.П.Д., таким образом, является причиной, которая не позволяет допускать длительную работу насоса в кавитационном режиме. Однако разрушение деталей насоса наступает еще при незначительных падениях к.п.д. в начале появления кавитации и поэтому именно оно играет главную роль при определении допустимых пределов кавитации. Пропускная способность или расход через рабочее колесо при возникновении кавитации также понижается.

Кроме того, явление кавитации сопровождается характерным шумом и резкими ударами, которые вызывают сотрясение всего фундамента насосной установки и обсадной колонны.

Условием возникновения кавитации, как установлено, является наличие высоких скоростей движения воды в проточной части насоса. Обычно зонами наивысших скоростей, а, следовательно, и зонами возникновения кавитации являются поверхности у выходных кромок лопастей с тыльной нерабочей стороны, а также обод колеса и камера рабочего колеса ЭЦН в области, близкой к выходным кромкам. При сильном развитии кавитация охватывает всю область рабочего колеса и в очень короткий срок разрушает его и окружающие детали. Погружение насоса под динамический уровень жидкости способствует снижению газосодержания на приеме насоса и предупреждению кавитации (влияние кавитации на  $\varepsilon/k$ ). Повышение динамического уровня служит главным образом индикатором предаварийного состояния оборудования УЭЦН (влияние кавитации на  $\varepsilon/k$ ), свидетельствующим об ухудшениях работы насоса и потенциальной возможности выхода его из строя, так как он работает с минимальной нагрузкой или вхолостую, в результате чего усиливается вибрация.

Как известно из практики, высокие динамические уровни возникают в скважинах после гидроразрыва пласта (ГРП). Динамический уровень – это фактор, который создает на приеме насоса подпор и помогает ему в подъеме нефти на поверхность. Следовало ожидать, что чем больше динамический уровень, тем меньше число аварий насосных установок, поскольку они работают в облегченных условиях.

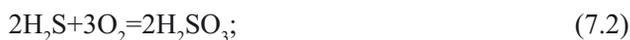
Известно, что при эксплуатации ЭЦН на больших глубинах погружения под динамический уровень ухудшается напорная характеристика насосов, снижаются к.п.д. и продолжительность безаварийной работы ЭЦН. Данные о положении динамического уровня в скважине относятся ко времени, предшествующем авариям. Динамические уровни до этого отличались от указанных в различной степени, но всегда в сторону больших значений.

## **7.9 Технологический метод устранения образования коррозионно-активной эмульсии в нагнетательных скважинах**

Добыча нефти на месторождениях Западной Сибири ведётся, в основном, механизированным способом. Вся попутно добываемая минерализованная вода после очистки от механических примесей и нефтепродуктов используется для заводнения пластов. Как показали результаты анализа,

в попутно добываемой воде присутствуют одновременно кислород и сероводород. Наличие кислорода объясняется подготовкой попутно добываемой воды в полукрытых резервуарах очистных сооружений. Появление сероводорода, ранее отсутствовавшего в добываемой продукции, обусловлено биогенными процессами, т.е. жизнедеятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), внесенных в объекты эксплуатации пресным фильтратом бурового раствора в процессе строительства скважин и закачки пресных вод в период безводного отбора нефти.

Биогенный сероводород при взаимодействии с кислородом образует высококоррозионную среду по схеме:



Цветные металлы, в частности алюминий, окисляются кислородом и взаимодействуют со слабыми и сильными кислотами, что видно из формулы



Образование устойчивой вязкой эмульсии обусловлено содержанием нефтепродуктов в закачиваемой сточной (попутно добываемой) воде с целью защиты обсадной колонны от коррозии.

На рисунке 7.19 показана типовая конструкция нагнетательных скважин, применяемая на Самотлорском месторождении.

Для предупреждения внутренней сероводородной коррозии эксплуатационной колонны и снятия внутренних нагрузок вода закачивается через НКТ, оборудованные пакерами.

С целью защиты эксплуатационной колонны от коррозии и предупреждения накопления эмульсии применялись различные способы, включающие заполнение затрубного пространства органическими растворителями, периодический излив нагнетательных скважин, дополнительный отстой сточной воды в резервуарах очистных сооружений, ингибирование закачиваемой воды. Однако они оказались дорогостоящими, сложными по технологии и трудоемкими по исполнению.

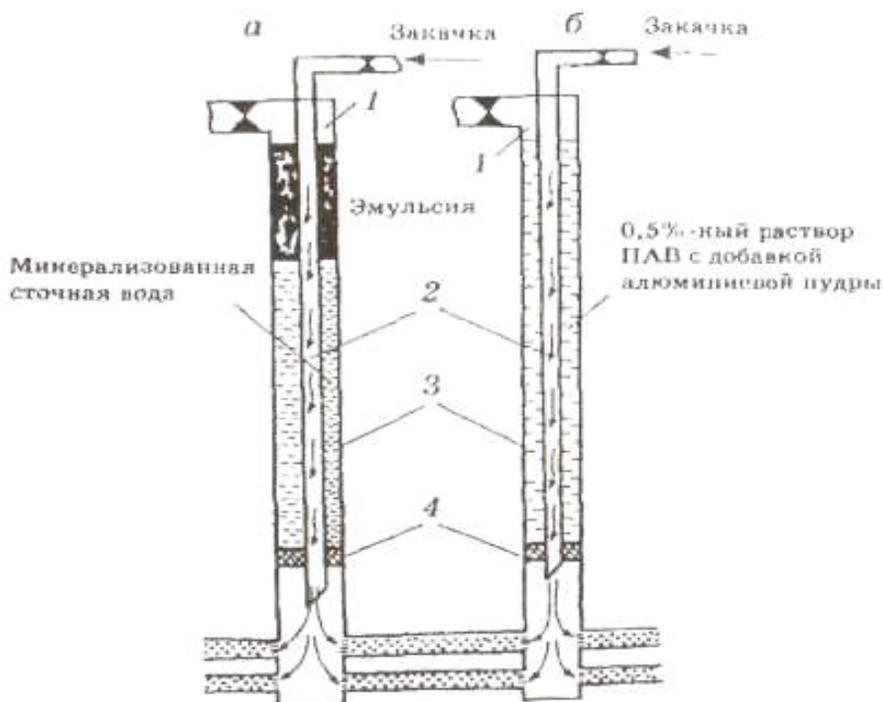


Рисунок 7.19 – Конструкция нагнетательной скважины на Самотлорском месторождении:  
 а – без защиты коррозии с образованием устойчивой эмульсии в затрубном пространстве;  
 б – с защитой э/к от коррозии; 1 – затрубное пространство; 2 – НКТ; 3 – эксплуатационная колонна; 4 – пакер

В настоящее время применяется способ заполнения затрубного пространства от пакера до устья 0,5 %-ным раствором ПАВ на пресной воде с добавкой алюминиевой пудры из расчета 0,4-0,6 кг/м<sup>3</sup>. Это исключает всплытие диспергированных нефтепродуктов через вязкий раствор, нейтрализует кислород и другие агрессивные компоненты в затрубной жидкости, снижая ее коррозионную активность.

Промысловая проверка технологии осуществлялась на кустах скважин, характеризующихся высокой коррозионно-активной средой, причем на период испытаний они были лишены ингибиторной защиты.

После 5 лет эксплуатации 23-х нагнетательных скважин было отбраковано 15-20 % НКТ вследствие выхода из строя резьбового соединения и 10-15 % обсадных труб из-за их коррозионного повреждения и разгерметизации.

При эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин по старой технологии после 0,5-1 года отбраковывались 25-30 % труб по причине коррозионно-механических повреждений. Практически, это приводило к негерметичности обсадных колонн и появлению чуждых вод в продукции добывающих скважин.

Таким образом, промышленное применение технологии устранения образования коррозионно-агрессивной эмульсии позволило надежно защитить оборудование нагнетательных скважин и более чем в 5 раз сократить аварийность по причине его коррозионно-механического разрушения или разгерметизации.

## **7.10 Основные положения гидратообразования в стволе скважин**

Анализ литературных данных [3,4,5,11,17] показывает, что процессы гидратообразования в затрубном пространстве протекают иначе, чем в НКТ, по нескольким причинам. Наиболее очевидная заключается в контакте многолетнемёрзлых пород (ММП) прежде всего с затрубным пространством, являющимся своеобразным изолятором по отношению к НКТ, где нефть имеет более высокую температуру. Но считается, что основной причиной является наличие линии динамического уровня, разбивающей затрубное пространство скважины на две зоны, условия гидратообразования в которых принципиально различаются. Кроме того, в затрубном пространстве происходят циркуляция паров воды и выпадение жидкой углеводородной фазы из восходящих потоков газа. Все перечисленные факторы создают условия, отличающиеся от таковых в НКТ.

В НКТ при движении нефти в некоторый момент начинается ее разгазирование. Сначала газ выделяется в пузырьковой форме. По мере подъема количество его постепенно увеличивается и может образоваться отдельная газовая фаза, движущаяся параллельно с нефтью. В затрубном пространстве процессы более статичны. Нефть доходит до линии динамического уровня, расположение последнего определяется работой насоса, процессами фильтрации в пласте и др. Выше этой линии находится газ, компонентный состав которого отличается от состава пузырькового газа в НКТ. Здесь же не исключено образование пены, которая может занимать большой интервал по высоте.

В затрубном пространстве происходят процессы прямого и обратного массопереноса. По мере подъема газ охлаждается, и из него выделяется жидкая фаза — газовый конденсат, который осаждается на стенках эксплуатационной колонны в виде пленки. При обводнении нефти из нее выделяются пары воды, которые при подъеме тоже конденсируются на стенке. Сконденсировавшаяся вода и конденсат вместе стекают вниз. Подъем паров воды и газа происходит из-за срамливания последнего из затрубного пространства через клапан, устанавливаемый на определенное давление, а также из-за конвективного массопереноса, вызванного более высокой температурой на больших глубинах.

К примеру, М.Г. Вятчинин считает, что гидратообразование в затрубном пространстве существенно зависит от глубины расположения динамического уровня, который может находиться ниже или выше слоя ММП. Для некоторых месторождений Западной Сибири ММП располагаются на глубинах 300-600 м и наиболее существенное различие в гидратообразованиях между этими вариантами расположения динамического уровня заключается в следующем.

В первом варианте (рисунок 7.20, а) в зоне ММП с минимальными температурами гидраты образуются из сконденсировавшейся на стенках эксплуатационной колонны водяной пленки и природного газа, находящегося в затрубном пространстве выше линии динамического уровня. Кроме того, существует еще одна зона интенсивного гидратообразования в интервале от динамического уровня до ММП, где наблюдается очень быстрое понижение температуры. Здесь конденсируется максимальное количество воды, и если имеются условия для гидратообразования, то из-за конвективных процессов массопереноса в данном интервале гидратообразование происходит довольно интенсивно.

Во втором варианте (рисунок 7.20, б) динамический уровень нефти достигает зоны ММП либо находится выше. Гидраты образуются из воды, находящейся в нефти в эмульсионной форме, и из легких газовых компонентов, входящих в состав нефти. Здесь существенно соотношение «нефть — газ».

При малом количестве воды (эмульсия типа «вода в нефти») со стенкой эксплуатационной колонны контактирует преимущественно нефть, поэтому гидратообразование будет затруднено. При образовании микрокристаллов гидратов в объеме нефти они будут перемещаться вниз с конвективными потоками, где будут разлагаться из-за повышенных температур. При большом ко-

личестве воды (эмульсия «нефть в воде», агрессивная среда) в результате непосредственного контакта воды со стенкой эксплуатационной колонны условия гидратообразования более благоприятны.

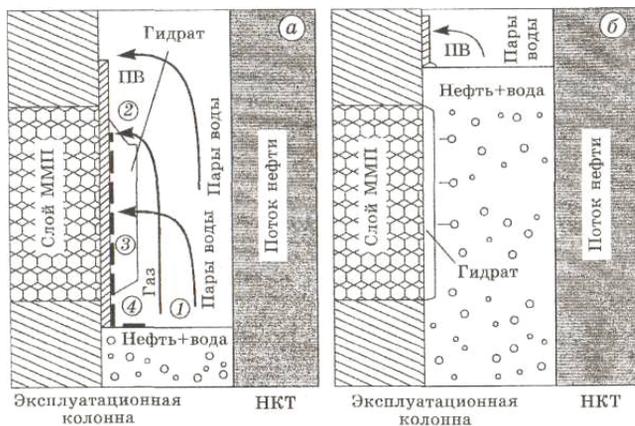


Рисунок 7.20 – Процессы массообмена в затрубном пространстве скважины при расположении динамического уровня ниже (а) и выше (б): 1 — испарение газа, 2 — конденсация на стенке эксплуатационной колонны, 3 — конденсат, 4 — растворение конденсата в нефти, ПВ — пленка воды на стенке эксплуатационной колонны

Проблема применения теории многофазного равновесия к затрубному пространству заключается в том, что здесь, в отличие от НКТ, происходят процессы массопереноса, изменяющие состав системы. Кроме того, в затрубном пространстве температура и давление изменяются с глубиной. Максимально точное моделирование процессов массопереноса в затрубном пространстве с учетом всех имеющихся в системе фазовых переходов представляет собой сложную математическую задачу, которая, в принципе, разрешима при использовании соответствующих численных методов. Однако более целесообразно воспользоваться некоторыми упрощениями и перейти к рассмотрению более простой задачи.

Из анализа литературных источников, посвященных проблеме гидратообразования в затрубном скважинном пространстве, вытекает следующее.

1. Образование гидратов из конденсата, выделяющегося на стенках обсадных труб, начинается при более высоких температурах по сравнению с газом, что увеличивает опасность гидратообразования.

2. При повышенных давлениях в затрубном пространстве условия для гидратообразования возникают при более высоких температурах; при пониженных давлениях эти кривые располагаются значительно ниже соответствующих кривых для пластовой нефти.
3. Особенности расчета гидратоопасных интервалов в затрубном пространстве скважины в отличие от НКТ заключаются в том, что, во-первых, кривая термобарических условий в затрубном пространстве — практически горизонтальная линия со слабым наклоном, и во-вторых, интервалы гидратообразования существенно зависят от давления в затрубном пространстве и температуры на линии динамического уровня.
4. Если температура в затрубном пространстве зависит от сезонного фактора, то небольшая отрицательная температура приводит к возможности образования гидратов на первых десятках метров скважины.
5. При расположении динамического уровня в зоне многолетнемерзлых пород гидраты интенсивно образуются из растворенных в нефти легких газов и воды, находящейся в эмульсионной форме. Кроме того, между динамическим уровнем и ММП существует гидратоопасная область, в которой при наличии соответствующих термодинамических условий процессы гидратообразования происходят достаточно интенсивно.
6. Расчеты показывают, что кривая гидратообразования, построенная для затрубного давления 1 МПа (базовый случай), располагается ниже соответствующей кривой гидратообразования, рассчитанной для пластовой нефти.

Таким образом, изложенные выше результаты показывают, что условия для образования гидратов железа и его окислов наиболее благоприятны на стенке обсадных и насосно-компрессорных труб, где температура минимальна. Из расчетной схемы изменения температуры по сечению скважины следует, что при температуре нефти в НКТ, равной 30°C, из-за потерь тепла в окружающую среду температура внутренней стенки обсадной трубы составляет 19°C. Согласно положениям кинетики кристаллизации [3,5], процесс начинается и идет наиболее интенсивно там, где имеется переохлаждение относительно равновесной температуры и присутствуют центры кристаллизации, в частности шероховатость, поверхность раздела фаз. В реальном случае в пристенном слое и непо-

средственно на стенке, где в результате первичного образования окисленного слоя железа на поверхности стенки уже имеются готовые центры кристаллизации. Но вблизи стенки и скорость перемещения водонефтегазовой эмульсии минимальна, что должно способствовать отложению и удержанию кристаллов гидратов на стенке обсадной трубы и НКТ.

При образовании гидратов в кристаллическую структуру связываются молекулы сконденсировавшейся воды и компоненты природного газа. Поскольку конденсация паров воды и переход ее в гидраты происходят вблизи стенки трубы, то возникает градиент концентрации паров воды по сечению затрубного пространства. Причем в ядре потока из-за воздействия турбулентных пульсаций влажность и температура газа практически постоянны и равны средним значениям, а основное изменение концентрации водяного пара и сконденсировавшегося газа происходит в пристенном ламинарном слое. Из изложенного выше следует, что в затрубном пространстве, охлаждающемся за счет окружающей среды и конвективных потоков флюида, термодинамически невозможно образование гидратов в ядре потока, происходит оно в пристенном слое жидкой смеси. Из этого следует, что газогидраты прочно прикрепляются к стенке обсадной колонны.

Анализ литературных источников свидетельствует, что в настоящее время нет экспериментальных данных для качественной оценки величины  $T_g$  при различных термодинамических и гидравлических условиях и для труб различной шероховатости. Однако в случае подогрева стенки труб, например, за счет перекачки по НКТ теплой нефти или повышения температуры стенки обсадной трубы в приустьевой зоне скважин в весенне-летний период, пристенный слой гидратов начнет разлагаться с образованием паров воды, сцепление гидратов со стенкой трубы ослабится и возможен перенос гидратов до какой-нибудь естественной преграды, например, отложения АСП либо участка низких температур, где образуется гидратная пробка. При этом не исключаются гидравлические удары, в случаях резкого перепада давления в трубах, приводящие к тяжёлым авариям на скважине.

## **8 ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЗП ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН И НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

Известно, что движение пластовых флюидов начинается с создания депрессии на пласт. В определенных ситуациях депрессия в одном слое может иметь противоположный знак к депрессии в других вскрытых слоях. В этом случае возникает переток между слоями продуктивного пласта через ствол скважины. Ограничения материального баланса соблюдаются в пределах ствола скважины таким образом, чтобы смесь фаз, текущих вне ствола скважины, соответствовала средней фазовой смеси внутри ствола скважины. Средство моделирования перетока в зависимости от организации программы модели может иметь место либо отсутствовать.

Для течений в скважине с малыми расходами или для коротких вскрытых интервалов задачи в призабойной зоне и в стволе скважины могут решаться независимо.

Для течений в скважине с большими расходами и для достаточно протяженных вскрытых интервалов (например, для горизонтальных скважин) эти две задачи могут быть взаимосвязанными. Действительно, для добывающей скважины приток пластового флюида зависит от давления в стволе скважины. В то же время разность давлений в разных участках скважины может зависеть от скорости течения, т. е. быть связана с притоком. В этих случаях фильтрационная программа должна включать взаимосвязанный расчет течения в пласте и течения в скважине.

Как в призабойной зоне скважины, так и для течения в стволе могут нарушаться основные предположения фильтрационной модели, справедливые для пластовых условий в промежутках между скважинами. Например, при значительном выделении газа (для нефтяных залежей) или конденсата (для газоконденсатных залежей) может быть необходим более точный учет фазовых превращений вблизи или внутри скважины. С другой стороны, при высоких скоростях потока могут сказываться неньютоновские свойства флюида, что приводит к необходимости модифицировать фильтрационный закон.

## 8.1 Классификация методов ограничения водопритоков в скважинах

Все методы воздействия на прискважинную зону основаны на знании физико-химических процессов, происходящих в пластах при вскрытии их бурением и при разработке залежей [6,8,10,12,15].

В таблице 8.1 приведена классификация методов водоизоляционных работ влияющих на техническое состояние скважин.

Таблица 8.1.

Методы ограничения водопритоков в скважины

Селективные	Неселективные	Осадкообразующие
1. Закачивание углеводородных жидкостей высокой вязкости (мазут, окисленный битум и т.д.)	1. Закачивание цементных растворов на водной основе	1. Закачивание осадкообразующих составов на основе силиката натрия и сульфатсодержащих соединений
2. Закачивание гидрофобизаторов	2. Закачивание закупоривающих суспензий	2. Закачивание водных растворов силиката натрия и хлорида кальция
3. Закачивание цементных растворов на углеводородной основе	3. Закачивание водорастворимых полимерных растворов	3. Закачивание твердеющих составов на основе поливиниловых спиртов и силиконатов натрия
4. Закачивание гелевых составов на основе кремнийорганики	4. Закачивание двух и трёхфазных пен	
5. Составы на основе, полифинилэтоксисилоксанов, силиконатов натрия и этилсиликатов	5. Закачивание вязкоупругих систем (ВУС)	
6. Составы на основе отходов нефте – и лесохимического производства	6. Закачивание водонефтяных гидрофильных эмульсий	
7. Закачивание водонефтяных гидрофобных эмульсий		

Все перечисленные методы воздействия на ПЗП имеют один общий недостаток – при отсутствии приёмистости пластов закачку жидкостей производят при давлениях выше давления опрессовки колонны. Другими словами производится не запланированное давление на обсадную колонну, что приводит к нарушению целостности колонн. Как правило в этих случаях применяют пакерующие устройства, но при этом нарушается технология работ, заключающаяся в образовании трещин в пласте. После этого процесс обработки объекта становится неуправляемым.

## **8.2 Промыслово – геофизические методы контроля при применении физико – химических методах повышения нефтеотдачи пластов**

За период 2006 г на нагнетательном фонде скважин некоторых месторождений Нижневартовского НГР проведено 47 обработок с целью повышения нефтеотдачи пласта. При этом 98% всех мероприятий (46 сквопер.) выполнены на Урьевском месторождении и одна обработка выполнена на Южно – Покачевском месторождении. На Урьевском месторождении методом физико-химического воздействия являлась потокоотклоняющая технология на основе сшитых полимерных систем (СПС), на Южно-Покачевском – ЭС.

На рисунке 8.1 приведены примеры ГИС – контроля по некоторым скважинам Урьевского месторождения [13]. На скважинах №№ 1489 и 340 приведены данные по исследованию скважин промыслово – геофизическими методами. На рисунке 8.1 по продуктивным пластам этих скважин выделены работающие толщины из интервалов перфорации. На скважине № 1884 по результатам ПГИ установлен заколонный переток из нижележащего мощного водонасыщенного пласта расположенного в интервале 2062 – 2076м (показано стрелками в правой части диаграммы). Из 11м продуктивного нефтенасыщенного пласта работают только 2 м.

Для оценки технологической эффективности МУН рассматриваются участки, включающие, обработанные нагнетательные и реагирующие добывающие скважины. По добывающим скважинам оценивается изменение дебитов нефти, жидкости и обводненности в первые месяцы после ГТМ.

На трех нагнетательных скважинах участка (№ 5075, 503, 1614) на объекте АВ1/3 в мае и июне 2006 г были выполнены мероприятия

по физико-химическому воздействию по технологии СПС. Результатом изменения основных технологических показателей (рисунок 8.2) после проведенных МУН стала стабилизация падающего дебита нефти, после проведения РИР, а также стабилизировалась обводненность, что подтверждается данными ПГИ.

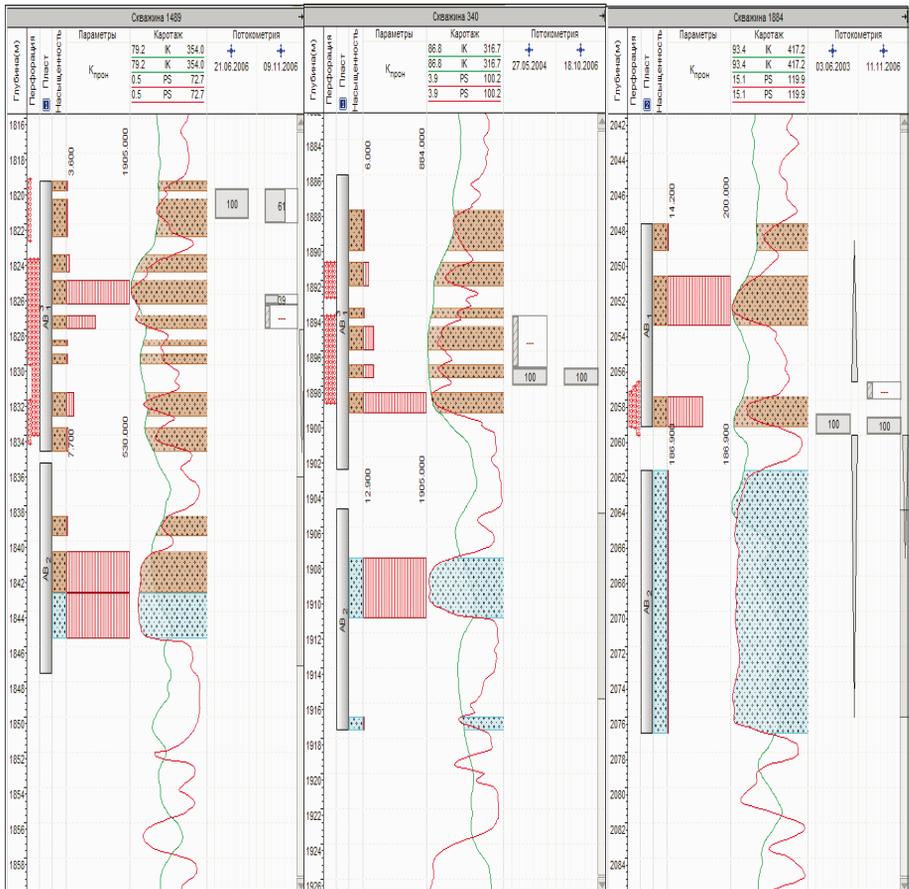


Рисунок 8.1 – Данные ПГИ до и после проведения обработок для нагнетательных скважин № 1489, 340, 1884

Для 11 скважин после ФХВ эффект либо отсутствует (профиль при-тока не изменился), либо наблюдается отрицательное действие мероприятия (уменьшение принимающей толщины пласта, отключение низко-

проницаемых пропластков) (рисунок 8.3). На нагнетательной скважине № 1384 методами ПГИ был установлен заколонный переток. За счёт этого получен приток закачиваемой воды в количестве 33% от общего объёма продукции. Проведённые работы по ликвидации перетока оказались безрезультатными. На скважине № 174 после проведённых работ по увеличению охвата пласта вытеснением также оказались безрезультатными.

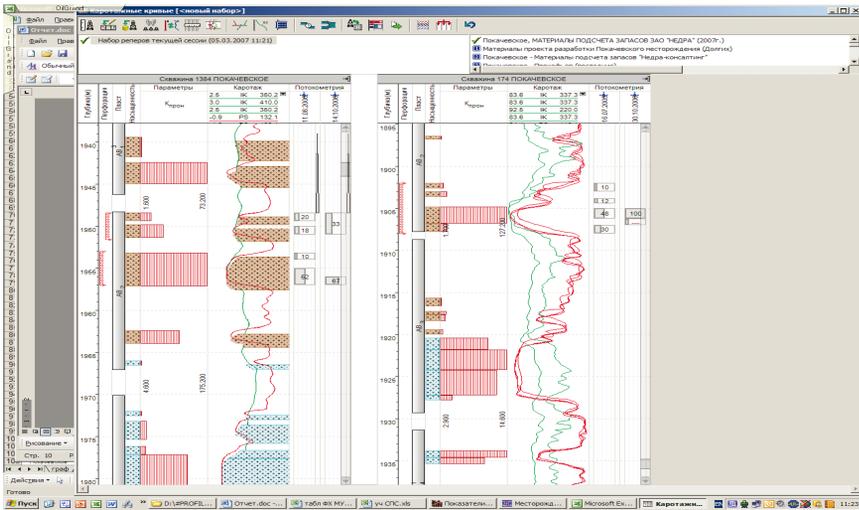


Рисунок 8.2 – Динамика изменения основных технологических показателей разработки участка 1 Урьевского месторождения (объект АВ1/3)

В результате применения потокоотклоняющей технологии произошло перераспределение фильтрационных потоков закачиваемой в пласт жидкости, что подтверждается данными ПГИ (скв. №1289). Данное мероприятие положительно сказалось на работе добывающих скважин участка, и обводненность в среднем за 3 месяца снизилась на 0.5%.

При решении конкретных поставленных задач по интерпретации качественных изменений параметров ПЗП после проведения геологических мероприятий по выравниванию профилей приемистости и целостности обсадной колонны по результатам ПГИ и ГДИС нагнетательных скважин, вполне удовлетворительно может служить представление модели в виде двухслойного трещиновато-пористого пласта. В одном

из пропластков смоделированы условия движения жидкости в трещинах, во втором – движение жидкости в матрицах породы.

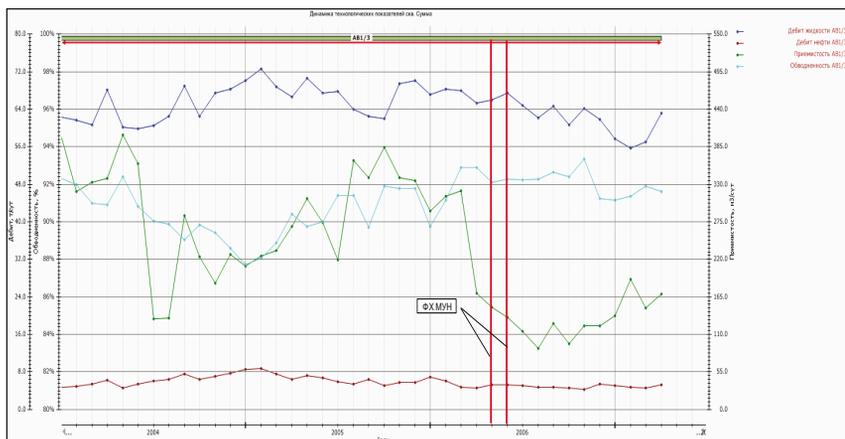


Рисунок 8.3 – Данные ПГИ до и после применения ФХВ на нагнетательных скважинах № 1384, 174 Покачевского месторождения

Установлено, что система техногенных трещин, сформированная в результате превышения допустимого давления нагнетания, распространяется на большом расстоянии, затухая по мере удаления от забоя нагнетательной скважины.

Такая высокая скорость продвижения меченой жидкости возможна только при наличии в пласте сверхпроводимых каналов – трещин, образованных при превышении давления нагнетания над установленным (рисунок 5.1).

На основе результатов анализа ПГИ методом трассерных исследований в [8] делается вывод о том, что отдельные техногенные трещины выходят за пределы, определенных по кривым падения давления зон трещиноватости и при наличии порово-трещинного коллектора сочленяются с естественными и становятся сквозными, соединяющими нагнетательные скважины с добывающими. И как показали результаты трассерных исследований, не обязательно с близлежащими скважинами. Приведённые факты свидетельствуют о том, что каналы низкого фильтрационного сопротивления (НФС) имеют очень высокую степень извилистости, гидродинамически связаны между собой и взаимодействуют с матрицей коллектора [3,8,17].

Образование высокопроницаемых каналов снижает величину текущего коэффициента нефтеотдачи, что заранее предопределяет длительное время

доизвлечения оставшейся нефти в режиме капиллярной пропитки. Как в горизонтальной, так, возможно, и в вертикальной плоскости (по простиранию и по разрезу), между трещинами остаются слабодренлируемые запасы нефти.

Необходимо отметить, что на Самотлорском месторождении образование системы техногенных трещин провоцирует, прежде всего, закачка воды в пласт производится при повышенных давлениях. При этом нарушении целостности колони заколонных перетоков не зарегистрировано.

По результатам анализа индикаторных диаграмм (ГДИС) нагнетательных скважин по Самотлорскому месторождению построена статистическая зависимость давления разрыва пластов от их проницаемости (рисунок 8.4). С началом нагнетания жидкости в пласт давление постепенно повышается, а затем, при достижении некоторой величины, резко – скачком – падает. Этот скачок давления и означает давление разрыва пласта.

Как следует из рисунка 8.4, с увеличением проницаемости, давление разрыва пласта падает, что предполагает приоритетность образования трещин в наиболее проницаемых коллекторах. Кроме того, оказывают влияние и физико-механические свойства коллекторов.

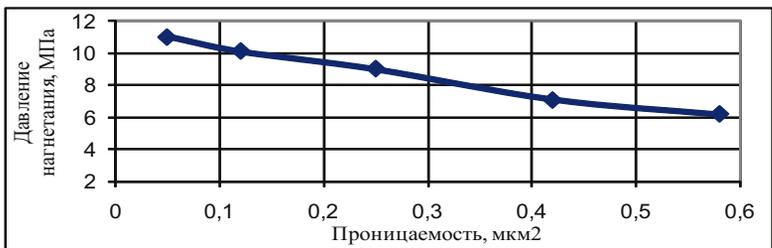


Рисунок 8.4 – Критические давления нагнетания, при которых происходит раскрытие трещин

Известно, что чем выше проницаемость пород, тем ниже градиент их разрыва. Приведенные данные свидетельствуют, что давления нагнетания жидкостей в пласт не превышали давления их опрессовки после окончания бурением.

### 8.3 Улучшение технического состояния скважин

Технология, которая будет показана ниже, относится к нефтедобывающей промышленности, в частности, к повышению эффективности раз-

общения пластов с различным насыщением путём проведения работ по изоляции водонасыщенных пластов высокой продуктивности.

В настоящее время разработано достаточно большое количество технологий разобщения пластов. Самым известным является технология разобщения пластов путём цементирования скважины после окончания бурения, недостатком которой является низкая эффективность работ [18].

Наиболее близким к предлагаемой технологии является способ разобщения пластов и ликвидации заколонных перетоков жидкостей в обсаженных скважинах. Применяемые технологии не обеспечивают полной ликвидации перетоков из выше – или нижележащих водоносных пластов при испытании и эксплуатации скважин [17].

Техническим результатом при их использовании является увеличение безводного периода эксплуатации добывающих скважин и повышение нефтеотдачи пластов за счёт исключения притоков пластовых вод из выше – или нижележащих водоносных пластов.

Существует также способ улучшения технического состояния скважин, включающий закачку в водонасыщенные пласты, в процессе бурения, рабочей композиции в составе 3% водного раствора хлорида кальция с добавкой 0,1% (вес) неиногенного поверхностно – активного вещества (ПАВ).

Добиться исключения заколонных перетоков и увеличения притоков нефти в добывающих скважинах и повышения нефтеотдачи пластов возможно путём изоляции водоносных пластов в процессе бурения и проводки ствола скважины, включающего закачку в водоносный пласт (по расчёту) 3 – 5%-ного раствора шестиводного хлорида кальция ( $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  и жидкого стекла ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ) в объёмном соотношении 0,66 : 0,34 и остановку скважины на технологическую выстойку в течении 24 часов. Результаты исследований в условиях, приближенных к пластовым, показаны в таблице 8.2.

В результате закачки композиции в водоносном пласте создаётся некорродирующий экран для изоляции пластовых вод, максимально обеспечивающего изоляцию в скважинах при минимальном воздействии на коллаторские свойства пород.

Технология работ заключается в следующем.

1. В процессе углубления скважины – кандидата проводится коррелиция пластов по разрезу, с целью выявления гипсометрического положения водонасыщенного пласта.
2. Провести электрокаротаж с записью ПС и  $\rho_{\text{п}}$ .

3. Приготовить рабочую композицию из расчёта 5м<sup>3</sup> на 1 м эффективной толщины пласта.
4. Закачать прямой промывкой в бурильные трубы рабочую композицию с разделителем между растворами 50л (дизельного топлива, конденсата, нефти) с расчётом установки её в интервале пласта.
5. Закрыть затрубную задвижку .
6. Продавить в пласт 3%-ный водно-спиртовой (изопропиловый) раствор хлорида кальция.
7. Через 34 часа продавить в пласт жидкое стекло.
8. Оставить скважину под давлением на технологическую выстойку на 24 часа.
9. Провести электрокаротаж с записью ПС и  $\rho_{\text{п}}$ .
10. После спуска эксплуатационной колонны и цементирования провести запись АКЦ.
11. Продолжить работы по углублению скважины.

Таблица 8.2.

**Результаты обработки водонасыщенных образцов водоизолирующей композицией на основе жидкого стекла и спиртового раствора хлорида кальция**

№№ образцов	Проницаемость, мкм <sup>2</sup> .10 <sup>-3</sup>			Закупоривающая способность, %
	абсолютная, К	по воде до обработки, К <sub>1</sub>	по воде после обработки, К <sub>2</sub>	
43107	41,0	8,17	3,60	55,8
2955	31,0	8,38	2,113	74,5
5711	154,7	60,60	10,80	82,1
7315	147,2	51,40	8,70	83,8
3445	181,0	89,00	6,59	92,8

#### **8.4. Исследование горизонтальных скважин в процессе строительства и эксплуатации**

При строительстве горизонтальных скважин (ГС) применяются кабельные технологии «Горизонталь-1, -2, -3, -4», разработанные АО НПФ «Геофизика» и обеспечивающие проведение геофизических исследований комплек-

сом методов, не требующих непосредственного контакта измерительных систем со стенками ствола (КС, ПС, БКЗ, БК, ИК, ГК, НГК, ННК) [2,3].

Технология «Горизонталь-5» предназначена для проведения промыслово-геофизических и гидродинамических исследований эксплуатационных ГС на геофизическом кабеле приборами для контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений и технического состояния скважин.

Например, при исследованиях ГС ПХГ используется кабельный канал связи с боковым вводом через переводник (рисунок 8.5). Применяемые методы исследования: инклинометрия, ГК и НГК.

Указанная технология, аналогичная технологии «Горизонталь-1», имеет следующие основные недостатки:

- очень часты повреждения и порывы каротажного кабеля, что приводит к значительному удорожанию таких исследований и длительным простоям скважин;
- при нередких нарушениях синхронности спуска бурового инструмента и кабеля в скважину возможны не только обрывы кабеля, но и возникновение условий для травматизма и аварийных ситуаций;
- определение глубин только по данным промера бурового инструмента может вносить значительные погрешности в привязку к глубинам регистрируемых параметров; замедляется процесс спуска и подъема бурового инструмента в скважине.

Для устранения вышеперечисленных недостатков разработано техническое решение усовершенствования технологии исследований ГС Кушевского ПХГ на основе применения аналогичного по принципу технологии «Горизонталь-3» способа доставки скважинного прибора с кабелем в горизонтальную часть скважины через буровой инструмент и использования компьютеров.

Сущность предлагаемого усовершенствования заключается в следующем (рисунок 8.6).

При спущенном в ГС буровом инструменте на верхнюю свечу наворачивается устройство для передачи давления в буровой инструмент, в которое опускают на каротажном кабеле скважинный прибор с транспортным устройством. На устройство для передачи давления устанавливают разрезное устройство для герметизации кабеля под давлением.

Затем с помощью подсоединенного к устройству для передачи давления тампонажного агрегата создают давление, которое проталкивает в буровом инструменте транспортное устройство со скважинным прибором на забой.

При этом подсоединенный к прибору кабель с магнитными метками сматывается с лебедки каротажного подъемника через обтяжной и подвесной ролики под соответствующим натяжением, синхронно вращая через сельсиновую передачу лентопротяжный механизм в каротажном регистраторе, что позволяет с помощью компьютера точно (с учетом поправок на изменение диаметров кабеля и роликов) определять глубины нахождения прибора в скважине.

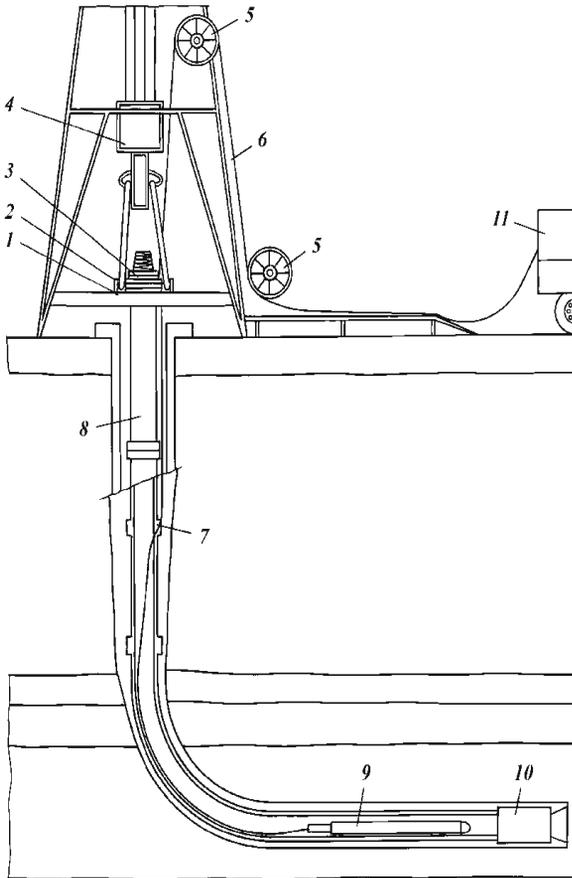


Рисунок 8.5 – Схема (применяемая) доставки геофизической аппаратуры в горизонтальную часть скважины: 1 — ротор буровой; 2 — элеватор; 3 — буровой инструмент; 4 — талевый блок; 5 — обтяжной и подвесной блочки; 6 — каротажный кабель; 7 — боковой переводник; 8 — легкая бурильная труба (ЛБТ); 9 — скважинный прибор; 10 — турбина; 11 — подъемник

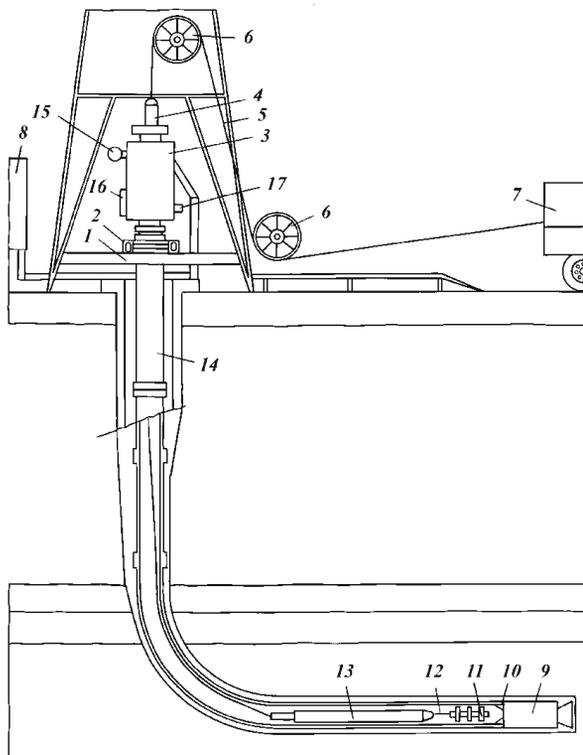


Рисунок 8.6 – Схема (предлагаемая) доставки геофизической аппаратуры в горизонтальную часть скважины: *1* — ротор буровой; *2* — элеватор; *3* — смесительный барабан; *4* — уплотнительное устройство; *5* — каротажный кабель; *6* — оттяжной и подвесной блок; *7* — подъемник каротажный; *8* — агрегат тампонажный; *9* — турбина; *10* — переводник; *11* — транспортное устройство; *12* — соединительный трос; *13* — скважинный прибор; *14* — ЛБТ; *15* — стрелочный манометр; *16* — электронный манометр; *17* — кран

Транспортное устройство соединено со скважинным прибором ослабленным, по сравнению с прочностью кабеля, креплением для отрыва и сохранения прибора и кабеля в случае заклинивания устройства. В транспортном устройстве предусмотрены два клапана, позволяющие производить через него прямую и обратную промывку скважины (циркуляцию бурового раствора).

При необходимости выталкивания скважинного прибора в открытый ствол из бурового инструмента транспортное устройство устанавливается на

кабеле выше скважинного прибора. В этом случае для создания жесткости кабелю между прибором и поршневым устройством на него одевается гибкий шланг или еще два-три слоя кабельной брони (рисунок 8.7).

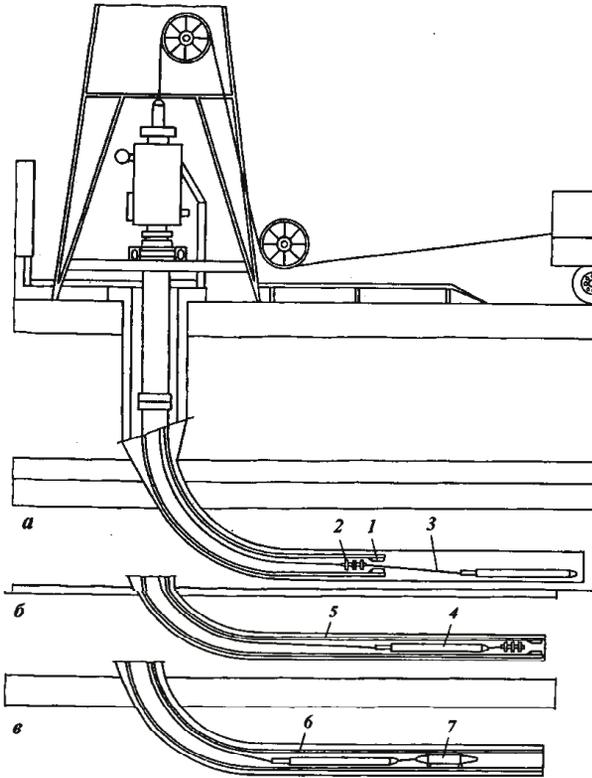


Рисунок 8.7 – Варианты проведения гис в горизонтальной скважине: а — с выходом в открытый ствол; б — через электропрозрачные трубы; в — с использованием винтового электродвигателя; 1 — переводчик; 2 — транспортное устройство; 3 — соединительный трос; 4 — скважинный прибор; 5 — электропрозрачная труба; 6 — обсадная колонна; 7 — винтовой электродвигатель

Остановка скважинного прибора одновременно регистрируется с помощью компьютера по повышению, а затем стабилизации давления на манометре устройства для передачи давления, уменьшению натяжения кабеля и прекращению изменения регистрируемого геофизического параметра.

Регистрация геофизических параметров производится при подъеме скважинного прибора в буринструменте: при инклинометрии в таймерном режиме — в нижней его части из немагнитных труб, при регистрации ГК и НГК — по всему стволу. Глубины параметров определяются с помощью цифрового вычислительного комплекса по магнитным меткам и с привязкой к стволу ротора.

Для исправления показаний ГК и НГК за экранирующее влияние бурового инструмента в процессе их регистрации с помощью компьютера вводятся поправки и одновременно регистрируются исправленные кривые.

В процессе проводки горизонтальной ствола путем сопоставления значений параметров ГИС, зарегистрированных до и после углубления в одном и том же интервале, с помощью компьютера вводятся исправления кривых ГК и НГК и показаний инклинометрии, искаженных муфтовыми соединениями (рисунок 8.8).

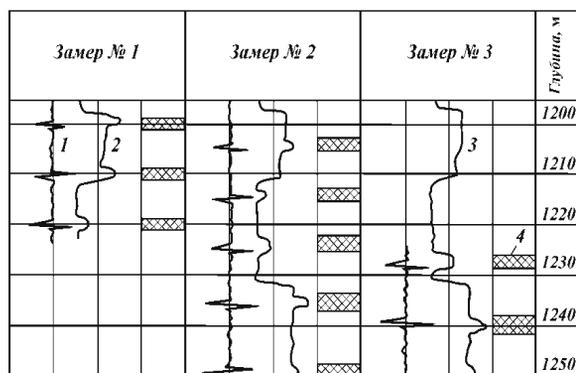


Рисунок 8.8 – Влияние бурового инструмента и его муфтовых соединений на результат измерений: 1 — кривая локатора муфт; 2 — кривая ГК; 3 — исправленная кривая ГК; 4 — зона влияния муфтовых соединений на результаты измерения

Для эффективного применения усовершенствованной технологии исследований скважин необходимо использование цифровой программируемой каротажной станции с полевым вычислительным комплексом (ПВК). Таким образом, можно получать исправленные диаграммы ГК и НГК, показания инклинометрии, а также других методов контроля за техническим состоянием скважин с точными глубинами их регистрации.

В качестве дальнейших усовершенствований технологии исследований горизонтальных скважин намечаются следующие перспективные направления.

Использование (аналогично технологии «Горизонталь-3») в нижней части бурового инструмента «прозрачных» для электрических и радиоактивных методов ГИС стеклопластиковых труб с целью осуществления исследований горизонтального участка ствола скважины методами КС, ПС, БКЗ, БК, ИК, ГК, НГК, ННК и инклинометрии (рисунки 8.6, 8.7).

Для исследования горизонтальных участков стволов обсаженных скважин предлагаются технические решения доставки скважинного прибора на забой, базирующиеся на использовании в качестве движителей электромагнитных систем, например винтового или модифицированного линейного электродвигателей.

Винтовой электродвигатель представляет собой двигатель — насос с ротором в виде шнека, прокачивающего через внутреннюю полость насоса заполняющую ствол скважины жидкость и использующий ее реактивную отдачу.

Модифицированный линейный электродвигатель представляет собой электрическую машину, в которой основным элементом конструкции является обсадная колонна (подобно монорельсу для скоростных железнодорожных экспрессов на воздушной подушке).

Транспортное устройство может быть использовано в скважинах с диаметрами труб обсадных колонн 140 — 400 мм.

Другим направлением проведения геофизических исследований в ГС является технология с использованием гибких труб и автономной геофизической аппаратуры.

«Газпромгеофизика» предлагает осуществлять ГИС-конт-роль ГС с помощью автономной аппаратуры, спускаемой в скважину с помощью комплексной мобильной установки АРТ-800, предназначенной для ликвидации гидратных, парафиновых и песчаных пробок при герметизированном устье, с использованием в качестве носителя геофизической аппаратуры длинномерной безмуфтовой стальной трубы. Для реализации указанной технологии необходимы прежде всего выбор и адаптация параметров фондовых устройств и формирование на их основе геофизических комплексов для решения технических и геологических задач. Несмотря на кажущуюся простоту, технология может быть реализована лишь после

тщательного изучения конкретных геолого-промысловых условий и разработки модульной автономной аппаратуры, обеспечивающей проведение исследований с использованием установки АРТ-800.

В тоже время, предлагаемая технология проведения геофизических исследований ГС обладает существенными недостатками:

- невозможность точного определения глубины местоположения скважинного прибора;
- малый срок службы гибких труб, используемых в качестве носителя автономной геофизической аппаратуры (по данным разработчиков не более 30 спусков-подъемов);
- высокая стоимость установки АРТ-800 и, следовательно, высокая стоимость проведения исследований.

Следует отметить, что горизонтальные скважины, особенно на ПХГ, нуждаются в более эффективном контроле за их техническим состоянием, чем вертикальные в связи с более сложными условиями строительства и эксплуатации.

В НТЦ предприятия «Кубаньгазпром» разработан и успешно испытан в вертикальных скважинах комплекс средств контроля за техническим состоянием крепи скважин, состоящий из: малогабаритного локалатора муфт МЛМ-36, дифференциального локалатора магнитных аномалий ДЛМ-42, локалатора потери ЛПМ-42, аппаратуры механоакустического каротажа СМАШ-42, индукционного дефектомера ИДК.

Указанная аппаратура создана для работы в скважинах, запна для определения местонахождения муфтовых соединений в обсадных колоннах и НКТ, привязки диаграмм ГИС к их характерным элементам контроля за спуско скважинных приборов в нефтяных и газовых скважинах, выделения интервалов перфорации, измерения изменений внутреннего диаметра обсадных труб и НКТ, выявления повреждений типа порывов и трещин с продольной и поперечной ориентацией, интервалов интенсивной коррозии и сквозных проржавлений, а также заколонных перетоков.

В настоящее время начаты работы по адаптации данной аппаратуры к условиям проведения с ее помощью контроля за техническим состоянием ГС с использованием перечисленных вариантов технологии доставки приборов в горизонтальную часть ствола скважин.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мирзаджанзаде А.Х., Султанов Ч.И. Диакоптика и методы ее применения в нефтедобыче. – Азербайджан, Баку. – 1995. – 224с.
2. Руководство по применению промыслово – геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра. – 1978. – 255с.
3. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов.- М.: Недра. – 2006. – 740 с.
4. Щелкачёв В.Н. Основные проблемы нефтеразработки. – Ижевск. – 2004. – 598 с.
5. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористых средах. – Ижевск. – 2002. – 496 с.
6. Ягафаров А.К. Геолого – геофизические основы интенсификации притоков в скважинах./Автореф. докторской диссертации. – Тверь, 1994. – 48с.
7. ТЭО КИН Самотлорского месторождения: №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6 / ОАО ЦГЭ, ЗАО АЦ СибИНКор. – Тюмень; Москва. – 2002.
8. Методическое руководство по определению технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / МинТопЭнерго РФ. – 1993. – 100с.
9. Ягафаров А.К., Курамшин Р.М., Демичев С.С. Интенсификация притоков в нефтегазоразведочных скважинах. – Тюмень. – 2000. – 208с.
10. Клещенко И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин. – М.: Недра.- 1998. – 267с.
11. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра. – 1986. – 608с.
12. Ручкин А.А., Ягафаров А.К. Анализ влияния технологий МУН на выравнивание профилей приемистости нагнетательных скважин по результатам комплексных гидродинамических и геофизических исследований на Самотлорском месторождении./Материалы Науч.- практ. конф. «Геолого-промысловые исследования скважин и пластов», – Тюмень, 2002, Екатеринбург. – ИздатНаукСервис. – 2003. – С. 161-179.

13. Гусев С.В., Дмитриев О.В., Жданов С.А. Анализ текущего состояния и перспективы применения методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях ПО «Нижневартовскнефтегаз». – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, НТЖ «Нефтепромысловое дело»; №2; 1992. – С.15-20.
14. Курьянов Ю.А., Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Джафаров И.С. Исследование техногенной трещиноватости, возникающей после гидроразрыва пласта. – М.: Недра. – 2000. –69 с.
15. Кузнецов Н.П., Ягафаров А.К., Коротенко В.А., Ваганов Ю.В., Гуляев В.Н. Гидродинамические методы воздействия на нефтяные залежи.- М.: ОАО ВНИИОЭНГ, НТЖ «Нефтепромысловое дело». – 2010.- С.16 – 22.
16. Сургучев М.Л., Цынкова О.Э. О нестационарных режимах заводнения нефтяных пластов.-М.: ВНИИОЭНГ, НТЖ «Нефтяное хозяйство». – 1983. – №7. – С. 26-28
17. Будников В.Ф., Булатов А.И., Петерсон А.Я., Шаманов С.А. Контроль и пути улучшения технического состояния скважин. – М.: ООО «Недра- Бизнесцентр». – 2001. – 305с.
18. Дон Н. С., Титков Н. И., Гайворонский А. А. Разобшение пластов в нефтяных и газовых скважинах. – М.: Недра. – 1973. – 267с.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1 МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ .....	5
1.1 Задачи методов и технологий промыслово – геофизического контроля .....	5
1.2 Задачи промыслового контроля .....	10
1.3 Задачи промыслово-геофизических исследований при контроле разработки .....	12
1.4 Организация ПГИ скважин при контроле за разработкой месторождений.....	14
1.5 Задачи гидродинамических исследований ГИС-контроля.....	15
1.6. Организация гидродинамических исследований скважин .....	18
2. СИСТЕМООБРАЗУЮЩАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И ДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИ ГЕОМОНИТОРИНГЕ И ГЕОМОДЕЛИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ .....	25
2.1 Принципы интерпретации и динамического анализа результатов промыслово-геофизического контроля .....	25
2.2 Задачи системообразующей интерпретации и динамического анализа в промыслово-геофизическом контроле .....	28
3. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ СИСТЕМНЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	30
3.1. Этапность и периодичность исследований и их комплексирование	32
3.2 Обеспечение оценок выработки запасов и их подтверждаемость .....	51
3.3 Методы изучения «приток-состава» в обсаженной скважине.....	54
3.4 Планирование и организация системы мониторинга разработки месторождения .....	62

4. ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН И НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ .....	66
4.1 Классификация методов воздействия на прискважинную зону пласта .....	67
4.2 Геолого-геофизические критерии выбора объектов интенсификации притоков нефти и газа.....	70
4.3 Эффективность применения методов ОПЗ на месторождениях Западной Сибири .....	72
4.4 Геолого – геофизическое обоснование выбора объектов и способов интенсификации притоков .....	77
4.5 Исследование геофизическими методами зон техногенной трещиноватости, возникающей после ГРП .....	81
4.6 Основные положения нефтеотдачи пластов.....	83
4.7 Методика выбора участков и физико – химических методов воздействия на нефтяные залежи .....	90
4.7.1 Оценка ресурсной базы методов повышения нефтеотдачи (МУН) путём сравнения показателей разработки с фактической тенденцией развития месторождения .....	90
4.7.2 Проектирование ГТМ для увеличения нефтеотдачи пластов .....	92
4.7.3. Выбор метода физико – химического воздействия на пласт .....	96
4.7.4 Промыслово – геофизические методы контроля при применении физико – химических методов повышения нефтеотдачи пластов .....	98
5. ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ В ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ ПЛАСТАХ.....	104
5.1 Техногенные факторы, влияющие на доизвлечение остаточных запасов нефти .....	105
5.2 Типы и происхождение трещиноватости .....	106
5.3 Опыт применения химических и газовых методов повышения нефтеотдачи пластов .....	109

5.4. Контроль систематизации и оптимизации процессов потокоотклоняющих технологий.....	111
5.4.1 Интерпретации кривых падения давления нагнетательных скважин .....	112
5.4.2 Исследование влияния ГТМ на изменение профилей приемистости по результатам геофизических исследований .....	118
5.4.3 Характер изменения профилей приемистости скважин после проведения ВПП .....	119
5.4.4 Изменение профилей приемистости по данным комплексных гидродинамических и геофизических исследований скважин .....	130
5.4.5 Методика подбора участков и скважин для применения потокоотклоняющих технологий.....	132
5.4.6 Потокоотклоняющая технология на основе генерируемых пенных систем.....	134
<b>6. КОНЦЕПЦИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО (ЦИКЛИЧЕСКОГО) ЗАВОДНЕНИЯ.....</b>	<b>139</b>
6.1 Характеристика остаточных запасов нефти по данным геолого-гидродинамического моделирования.....	143
6.2 Методика выбора участков и технологий нестационарного заводнения .....	148
<b>7 МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН .....</b>	<b>151</b>
7.1 Исследование технического состояния скважин .....	152
7.2 Методы изучения технического состояния скважин .....	165
7.3. Определение интервалов заколонных перетоков пластовых флюидов.....	175
7.4 Испытания обсадных колонн на герметичность.....	179
7.5 Геофизический контроль заколонных перетоков при разработке месторождений нефти и газа.....	183

7.6 Исследования причин разрушения внутрискважинного оборудования и эксплуатационной колонны от коррозии и отложения солей .....	192
7.7 Особенности эксплуатации глубинно-насосных установок в обсаженных скважинах .....	198
7.8 Влияние кавитации на целостность оборудования и обсадной колонны .....	202
7.9 Технологический метод устранения образования коррозионно-активной эмульсии в нагнетательных скважинах .....	203
7.10 Основные положения гидратообразования в стволе скважин .....	206
<b>8 ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЗП ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН И НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ .....</b>	<b>211</b>
8.1 Классификация методов ограничения водопритокров в скважинах .....	212
8.2 Промыслово – геофизические методы контроля при применении физико – химических методах повышения нефтеотдачи пластов .....	213
8.3 Улучшение технического состояния скважин .....	217
8.4 Исследование горизонтальных скважин в процессе строительства эксплуатации .....	219
Список литературы .....	227

ДЛЯ ЗАМЕТОК

Ягафаров А.К., Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Овчинников В.П.

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ  
КОНТРОЛЬ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ  
И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН  
ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ**

Подписано в печать 20.04.2011

Гарнитура «Таймс Нью Роман». Печать офсетная. Бумага мелованная.

Формат 60x84/16. Объем 14,375 п.л. Заказ №5281. Тираж ХХХ экз.

Издательско-полиграфический центр «Экспресс»

г. Тюмень, ул. Мельникайте, 123А, стр. 3.

Тел./факс: (3452) 41-99-30, 41-99-82

[www.express72.ru](http://www.express72.ru)

---

Отпечатано в типографии ООО ИПЦ «Экспресс»