

На правах рукописи

Ивлев Дмитрий Александрович

ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ МОДЕЛЕЙ МЕЛКИХ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН
(на примере Верхне-Салатского нефтяного месторождения)

Специальность 25.00.16 – Горнопромышленная и нефтепромысловая
геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Томск – 2006

Работа выполнена в Томском политехническом университете

Научный руководитель: кандидат геолого-минералогических наук,
Заслуженный геолог России
Пешков Викторин Евгеньевич

Официальные оппоненты: - доктор геолого-минералогических наук
Ягафаров Алик Каюмович
- кандидат геолого-минералогических наук
Тищенко Галина Ивановна

Ведущая организация: Томский филиал института геологии
нефти и газа СО РАН

Защита диссертации состоится “17” февраля 2006 г. в 15 часов на заседании диссертационного совета К 212.269.01 Томского политехнического университета по адресу: 634034, Россия, г. Томск, пр. Ленина, 30 (корпус 1, ауд. 210)

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью, просим направлять в адрес Совета.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке Томского политехнического университета

Автореферат разослан “14” января 2006 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
кандидат геолого-минералогических наук, доцент

А.А. Поцелуев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Для современного этапа развития нефтедобывающего комплекса в России характерна ситуация, когда крупные месторождения уже разведаны и находятся на заключительных стадиях разработки, а в перспективе основной прирост добычи нефти будет осуществляться за счет введения в разработку небольших (мелких) месторождений. Это особенно актуально для Томской области, где на балансе числятся 84 таких месторождения. В процессе разведки и на начальных стадиях разработки они характеризуются низкой изученностью структурных особенностей и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов. Это обстоятельство делает затруднительным создание достоверной гидродинамической модели нефтегазового месторождения, которая является основным инструментом для составления проектных документов на их разработку и для осуществления оперативного контроля геологических запасов углеводородного сырья.

Несмотря на то, что при изучении нефтяного месторождения используется широкий арсенал геофизических методов исследований пластов (ГИС) и физико-аналитических способов изучения свойств пород-коллекторов, гидродинамические исследования скважин (ГДИС) являются одним из основных методов получения точной информации о структурных особенностях и фильтрационно-емкостных свойствах продуктивного пласта. Преимуществом ГДИС при существующей эксплуатационной системе добычи перед другими методами является то, что при определении фильтрационных характеристик пластов и скважины используются результаты непосредственного наблюдения движения жидкостей и газов к забоям скважин в натуральных пластовых условиях. Результаты ГДИС в отличие от других методов позволяют получать данные о фильтрационно-емкостных характеристиках пласта как непосредственно в окрестности исследуемой скважины, так и на значительном удалении от нее (первые сотни метров), а также установить наличие и положение непроницаемых границ и зон резкого изменения фильтрационных свойств продуктивного пласта.

Различают ГДИС на неустановившихся (кривая восстановления давления - КВД), и на установившихся режимах фильтрации (метод установившихся отборов МУО). Технология гидродинамических исследований скважин базируется на замерах показателей их работы (динамики изменения давления, дебитов) и на интерпретации результатов этих замеров. Сложность интерпретации результатов таких исследований вызвана различными факторами, влияющими на характер их изменения: геометрия коллектора, присутствие различных неоднородностей в строении пласта, форма течения флюида к скважине, технологические нарушения режима проведения исследования и эксплуатации. Существует несколько десятков методов обработки результатов ГДИС основанных на теории радиальной неразрывной фильтрации сжимаемого флюида к забою скважины. При этом используется до сотни теоретических моделей пластовых фильтрационных систем, которые могут привести к различной и, зачастую, противоречивой информации о пласте и скважине. Поэтому необходимо научно обосновать

методы и технологию интерпретации результатов ГДИС, учитывающих геологическое строение мелких нефтегазовых месторождений Томской области и специфику проведения на них геологоразведочных работ.

Целью работы является создание на примере небольшого Верхне-Салатского месторождения нефти методики комплексной интерпретации результатов ГДИ вертикальных скважин и анализ на ее основе структурных особенностей и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

Основные задачи исследований сводились к следующему:

- теоретический анализ методов интерпретации КВД;
- исследование и оценка факторов, влияющих на характер КВД;
- разработка комплексного подхода к интерпретации данных замеров КВД применительно к условиям мелких месторождений нефти;
- изучение на примере Верхне-Салатского месторождения нефти структурных особенностей и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.
- анализ влияния структурно-тектонических факторов на фильтрацию флюида к скважинам Верхне-Салатского месторождения нефти.

Автор защищает:

1. Методику комплексной интерпретации результатов гидродинамических исследований вертикальных скважин и анализа кривых восстановления давления, которая основана на учете технологии этих работ, геолого-промысловых данных, физико-химических параметров продуктивных коллекторов, свойств флюида и различных факторов, влияющих на форму кривых.

2. На Верхне-Салатском мелком месторождении преобладает плоскорадиальный режим течения флюида к скважинам. Отсутствие этого режима на кривых восстановления давления обусловлено чаще всего преобладанием режима сжимаемости флюида в стволе скважины на протяжении всего времени исследования скважин и перетоками между пластами.

3. Результаты гидродинамических исследований скважин, которые позволили выявить площадные закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, а также установить наличие и пространственное положение непроницаемых границ.

Фактический материал и методы исследования. Диссертационная работа базируется на материалах гидродинамических исследований в период 2002 – 2004 гг. 8 разведочных и эксплуатационных скважин Верхне-Салатского месторождения, в ходе которых проводилось снятие кривых восстановления давления.

В работе применялись аналитические и численные методы решения задач фильтрации нефти с использованием компьютерной техники и программного обеспечения Microsoft Office, Mathematic 5, Statistic 5.05, Surfer 7.

Научная новизна.

- на основе результатов анализа способов интерпретации замеров КВД разработан методический подход, позволяющий дать наиболее точную

информацию о структурных особенностях и фильтрационно-емкостных свойствах продуктивного пласта;

- определены факторы, влияющие на характер КВД и фильтрацию флюида к исследованным скважинам;
- в первые установлены пространственная закономерность изменения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов Верхне-Салатского месторождения и влияние структурных факторов, выявленных при проведении сейсморазведочных работ, на фильтрацию флюида.

Практическая значимость:

- относительная простота и высокая точность предложенного комплексного подхода к интерпретации КВД позволяет производить анализ результатов ГДИС с использованием стандартных программных продуктов;
- предложенный комплексный подход к интерпретации результатов ГДИ вертикальных скважин с привлечением анализа факторов, влияющих на характер КВД, предлагается использовать для получения достоверных сведений о фильтрационно-емкостных свойствах и геометрии продуктивных коллекторов на мелких месторождениях нефти Томской области, вскрытых вертикальными скважинами;
- результаты исследования изменчивости ФЕС и структурных особенностей продуктивного пласта, влияющих на фильтрацию флюида, легли в основу построения геолого-промысловой модели и подсчета запасов Верхне-Салатского нефтяного месторождения.

Личный вклад автора заключается в постановке задач теоретических и практических исследований по теме диссертационной работы. Решение этих задач привело к разработке комплексного метода анализа и интерпретации данных ГДИ вертикальных скважин. Внедрение научной разработки осуществлено на Верхне-Салатском нефтяном месторождении путем снятия КВД и их обработки с последующим построением геолого-промысловой модели. Диссертант непосредственно участвовал в технологических операциях проведения ГДИ скважин 31р, 118, 128, 161 Верхне-Салатского месторождения. В течение 3 лет практически обработал результаты ГДИ 185 скважин.

Апробация работы. Основные положения диссертации докладывались и обсуждались в ЗАО "Томская нефть" и вошли в "Проект опытно промышленной эксплуатации Верхне-Салатского месторождения". Материалы работы обсуждены на следующих научно-практических конференциях: "Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области" (Томск, 2004); "Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО" (VII научно-практическая конференция) (Тюмень, 2003); "Международная конференция посвященная 50-летию кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений (горючих ископаемых и нефти)" (Томск, 2002); "Конференция, посвященная 30-тию Томского отделения СНИИГГиМС" (Новосибирск, 2002).

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 6 научных работ. Автор является соавтором 1 отчета по научно исследовательским работам.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из 150 страниц из них 80 страниц машинописного текста, содержит 48 таблиц, 32 рисунка. Состоит из введения, 5 глав и заключения. Список литературы включает 134 наименования, из них 22 на иностранном языке.

Диссертационная работа выполнена на Кафедре геологии и разработки нефтяных месторождений Института геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета (ГРНИ ИГНД ТПУ) под научно-методическим руководством кандидата геолого-минералогических наук, заслуженного геолога России Викторин Евгеньевича Пешкова, которому автор выражает глубокую признательность, за идеи сформировавшие направление данной работы и неоценимую помощь в её реализации.

Автор искренне признателен за консультации и методическую помощь кандидату геолого-минералогических наук, доценту А.В.Ежовой. Главному геологу компании ЗАО “Томская нефть” И.А. Сизикову за консультации, обсуждение основных результатов и оказанную всестороннюю помощь при написании диссертации, кандидату геолого-минералогических наук доценту кафедры геологии и разведки МПИ ТПУ В.К. Бернатонису, сотрудникам кафедры ГРНИ ИГНД ТПУ: заведующему кафедрой, доценту, кандидату физ.-мат. наук Б. Б. Квеско, профессору, доктору тех. наук А. Т. Росляку, старшему преподавателю кафедры Т. А. Гайдуковой за ценные замечания, консультации и помощь в подготовке работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении дается обоснование проблемы и показана актуальности темы исследования; характеризуется степень ее разработанности, определяются объекты, цель и задачи исследования; раскрываются новизна работы и ее практическая значимость.

В первой главе рассматриваются теоретические основы и история изучения возможности определения ФЕС пласта с помощью метода ГДИ вертикальных скважин путем снятия КВД. При интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин методом снятия КВД решается обратная задача теории фильтрации жидкости, которая может быть сформулирована как задача определения геометрических и фильтрационных характеристик пласта при известных изменениях давления и скорости фильтрации жидкости в некоторых точках пласта или исследуемого его участка.

Гидродинамические исследования скважин путем снятия замеров восстановления забойного давления (КВД) начало широко применяться в нефтяной промышленности с 1952 г. по инициативе акад. А. П. Крылова. Это было связано с необходимостью оценки ФЕС продуктивных коллекторов для расчета начальных дебитов при проектировании разработки новых крупных месторождений в Волго-Уральском регионе.

Задача определения параметров пласта по данным ГДИС заключается в следующем: производится замер дебита работающей скважины $Q(t)$ и давления на ее забое $p(r_c, t)$, полученные результаты в виде графиков называют кривыми прослеживания за изменением дебита и давления. Затем в зависимости от

методики исследования и интерпретации результатов определяется вид уравнения.

$$\Delta p = F(t, Q(t); a_j), j=1, 2, \dots, \nu, \Delta p_{\text{факт}} = f(t), \quad (1)$$

где Δp - изменение давления как функция F изменения времени t , притока $Q(t)$ и параметров пласта a_j . Это уравнение описывает рассматриваемый процесс изменения давления. С помощью фактической кривой прослеживания определяются параметры $\alpha_j = (j=1, 2, \dots, \nu)$ уравнения (1), считая известными величины $\Delta p(t)$, $Q(t)$. Возможность получения единственного решения, зависит от конкретного вида уравнения (1) и от числа определяемых параметров.

Исходя из различных форм уравнений типа (1) можно привести следующую классификацию методов определения параметров пласта с помощью ГДИ скважин.

Явное решение в случаях ГДИ скважин методом установившейся фильтрации, где неизвестным является только один параметр (коэффициент гидропроводности). Это наблюдается при исследовании скважин методом установившихся отборов (индикаторной диаграммы). Из формул установившегося притока можно в явном виде получить зависимость коэффициента гидропроводности от промысловых данных (коэффициента продуктивности) и других величин, которые принимаются известными (приведенный радиус скважины и радиус условного контура питания). Тогда уравнение (1) принимает вид:

$$\frac{bQ_0}{P_{пл} - P_c} = \frac{kh}{\mu} \frac{1,84\pi}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (2)$$

где $\frac{kh}{\mu}$ - коэффициент гидропроводности, b, Q_0 - объемный коэффициент и

дебит скважины при забойном давлении P_c , $P_{пл}$, - пластовое давление, R_k - радиус контура питания, r_c - приведенный радиус скважины.

Последние три параметра при использовании этого метода принимаются за известные, исходя из аналитических предпосылок, что является условностью, определяющей относительную точность оценки ФЕС пласта (Бузинов, Умрихин, 1984). Кроме этого, данный метод не учитывает скин фактор и влияние неоднородностей пласта-коллектора различного рода.

Метод эталонных кривых (палеток). Этот метод заключается в сравнении преобразованных кривых прослеживания с некоторыми эталонными кривыми, построенными на основе точных решений уравнения пьезопроводности для тех или иных граничных условий. Эталонные кривые применяются как для обработки кривых восстановления забойного давления, так и для кривых реагирования. На основании решений, полученных Ронном Хупером (1957), приводятся палетки для обработки кривых восстановления давления с учетом притока жидкости в ствол скважины при исследовании бесконечных, открытых и замкнутых пластов с круговыми границами. Этот метод можно использовать для обработки КВД при

наличии как притока, так и измененной проницаемости пласта в призабойной зоне.

Данный метод используют при интерпретации КВД, из-за сложности формул, описывающих процессы изменения давления в пласте, когда в связи с отсутствием вычислительных мощностей, либо трудно, либо просто невозможно осуществить интерпретацию замеров кривой реагирования.

Графо-аналитические методы (методы анаморфозы). Эти методы основаны на теории неустановившейся неразрывной радиальной фильтрации сжимаемого флюида в пласте к скважине, когда неизвестными являются два параметра - гидропроводность и пьезопроводность. При этом формулу (1) удается привести к виду уравнения прямой линии $\varphi_y = A + i\varphi_x$, где функции φ_x и φ_y зависят только от известных промысловых величин $t, \Delta p, Q$, а два неизвестных параметра входят в угловой коэффициент i и свободный член A , причем либо в i , либо в A должен входить только один искомый параметр. Упрощенное решение уравнения (1) при использовании этих методов может быть выполнено по формуле:

$$\Delta P(t) = P_c(t) - P_c = \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\chi t}{r_{c.np}^2} = \frac{2,3q\mu}{4\pi kh} \lg \frac{2,25\chi t}{r_{c.np}^2}, \quad (3)$$

где $P_c(t)$ - давление на забое в момент времени t с начала ГДИ, P_c - давление на забое скважины до начала ГДИ при дебите q , μ - вязкость флюида, k - коэффициент проницаемости, h - эффективная мощность пласта, χ - пьезопроводность пласта, $r_{c.np}$ - приведенный радиус скважины.

Впервые обоснование данного метода было дано в работах С. Miller, А. Dyes, С. Hutchinson (1932), которые установили, изучая на электрической модели процесс неустановившейся фильтрации капельной жидкости к скважине, что восстановление давления $\Delta p(t)$ на забое остановленной скважины, которая достаточно долго эксплуатировалась с постоянным дебитом q , начиная с некоторого момента прямолинейна и пропорциональна логарифму времени. Авторами Хорнер (1947), И. А. Чарный (1948) была усовершенствована эта методика, где по углу наклона и отрезку отсекаемой касательной на оси изменения давления рассчитывались значения гидропроводности и пьезопроводности. Касательная проводилась прямолинейному участку КВД перестроенному в терминах метода. В последствие с целью, сокращения времени режима влияния сжимаемости флюида в скважине, были предложены методы с учетом притока флюида в скважину после её закрытия. Первые попытки использования притока жидкости в скважину после ее остановки для определения параметров пласта были сделаны В. П. Яковлевым (1934), который рассматривал этот процесс без учета упругости пласта. В 1954 г. Гледфельтер, Трейси и Уилси предложили вводить в формулу обработки кривых восстановления давления без учета притока поправочный коэффициент, учитывающий приток жидкости в скважину после ее остановки. Ф. А. Требин, Г. В. Щербаков (1955) используя эксперименты ВНИИ, развили приближенный метод Гледфельтера с соавторами. Предложенные в дальнейшем Г. И. Баренблаттом, Ю. П. Борисовым, С. Г.

Каменецким, А. П. Крыловым (1957), И. А. Чарным, И. Д. Умрихиным (1958), Э. Б. Чекалюком (1961) интегральные методы были свободны от погрешностей, связанных с графическим дифференцированием опытных кривых. Эти методы в дальнейшем получили название интегральных методов. Предложенные интегральные методы, а так же дифференциальный метод Ю. П. Борисова являются, по мнению авторов (Бузинов, Умрихин, 1984) наиболее строго гидродинамически обоснованными. В последующем Б. А. Богачевым, А. П. Канюгой и Ю. А. Медведевым, Ли Юн-Шанем, Е. И. Петрушевским, Гемала, Хуань-Коу-Женем, А. Ф. Блиновым, В. К. Федорцовым и В. Е. Пешковым и др. были выполнены работы по усовершенствованию методов обработки кривых восстановления давления с учетом притока. Эти работы были направлены на упрощение и адаптацию точных методов к условиям конкретных месторождений.

Несмотря на то, что эти методы широко применимы и обладают высокой точностью при определении ФЕС пласта-коллектора, выбор участка плоско радиального течения для проведения к нему касательной осуществляется произвольно. Кроме того, на КВД перестроенных с помощью этих методов, затруднительно диагностировать конкретные искажающие её форму факторы.

Исходя из теоретических предпосылок и практического опыта, а также учитывая преимущества и недостатки каждого метода в отдельности, для решения задач исследования были выбраны методы графо-аналитической анаморфозы, которые наиболее строго гидродинамически обоснованы (Щелкачев, 1974) и относительно просты в программном решении.

Во второй главе в первом разделе дано геологическое и промысловое описание района.

В административном отношении Верхне-Салатское мелкое сложно построенное многопластовое нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. Оно расположено в юго-западной части Средневасюганского нефтегазоносного района, который контролируется одноимённым мегавалом. В литолого-стратиграфическом строении юго-востока Западной Сибири принимают участие отложения юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов, залегающие с несогласием на эффузивно-осадочных образованиях палеозоя. Литолого-стратиграфический разрез типичен для западных нефтеносных территорий Томской области. Продуктивными являются юрские образования, среди которых выделяют три отдела, объединяющих урманскую, тогурскую, тамбаевскую, васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты.

Терригенные отложения продуктивных пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^{3-4}$, $Ю_1^5$ представлены чередованием песчаников и алевролитов с прослоями аргиллитов и углей.

Коллекторами являются песчаники и алевролиты. Песчаники имеют светло-серую, серую и темно-серую окраску. По минеральному составу они полимиктовые, встречаются сильно известковистые. Не редко песчаники содержат обильные остатки и отпечатки обуглившейся растительности (детрита) и вкрапления мелких агрегатов пирита. Многочисленные гнездообразные скопления пирита имеются в аргиллитах и алевролитах. Эти скопления из-за

рассеянного характера распределения не оказывают влияния на удельное сопротивление, измеряемое при электрометрических исследованиях.

Для песчаников характерна косая и горизонтальная слоистость за счет послойных намываний слюд, растительных осадков и глинистого материала.

Алевролиты серые, плотные, крепкие, глинистые, полимиктовые с неясной волнистой и линзовидной слоистостью за счет песчаного материала. Наблюдается многочисленные остатки растительного детрита.

Коллекторы юрских отложений классифицируются как гранулярные с межзерновой пористостью. Их открытая пористость по керновым данным в пластах Ю₁³⁻⁴ и Ю₁⁵ составляет 17%.

Во втором разделе главы 2 приведено описание технологических и геолого-промысловых параметров скважин и их состояния на момент проведения исследований.

В третьей главе проведен анализ факторов, влияющих на характер восстановления давления при проведении ГДИС, рассмотрены теоретические представления о влиянии различных факторов на форму КВД, описана методика их определения и выявления плоскорадиального режима фильтрации флюида к скважине, определено время начала и окончания каждого выявленного фактора на характер КВД.

Установлено что факторы, наиболее сильно влияющие на форму кривых восстановления давления, подразделяются на две группы (Бузинов, Умрихин, 1973):

1) связанные с технологией проведения исследования – приток жидкости в скважину после ее остановки и нарушение режима работы скважины перед остановкой;

2) вызванные объективными условиями, т.е. физическими и геологическими свойствами исследуемого объекта. К этим факторам относятся: влияние границ пласта и зон дренирования, изменение геометрии потока в призабойной и удаленной областях фильтрации флюида, несовершенство скважины;

Для выявления этих факторов по КВД автором было предложено использовать метод, который основан на построении в двойном логарифмическом масштабе графика, состоящего из двух наборов данных как функции изменения времени. Один набор данных представляет собой dp , а другой является градиентом или производной кривой на графике Хорнера. Основное преимущество графика, построенного в двойном логарифмическом масштабе, заключается в том, что для пластов, сходных по строению, но различных по мощности, пористости и проницаемости характерны сходные отклики на этом графике, что позволяет проводить идентификацию модели пласта. Так, поведение давления разбивается на несколько режимов на графике в двойном логарифмическом масштабе, каждый из которых отражает все более отдаленные зоны пласта. Первый режим отражает поведение флюидов в стволе скважины. По мере стабилизации флюидов в стволе скважины давление продолжает нарастать, но уже более медленными темпами. По мере продвижения переходного процесса от ствола скважины радиально в глубь пласта значения производной кривой снижаются и она превращается практически в горизонтальную линию, что

соответствует плоскорадиальному режиму течения, представленному прямой линией на графике прямолинейной анаморфозы.

Во втором разделе главы с использованием графиков построенных в двойном логарифмическом масштабе проведен анализ факторов, влияющих на характер КВД, и выявлен режим плоскорадиального течения флюида к скважине (рис.1).

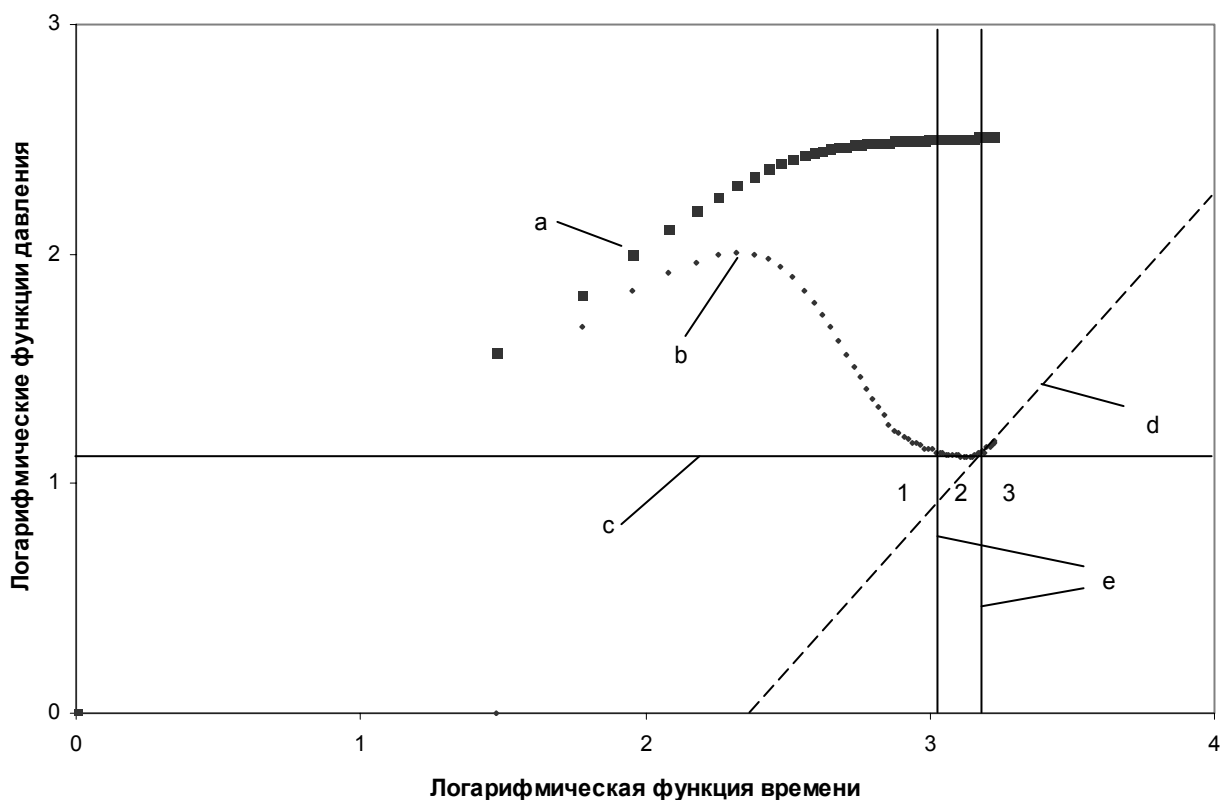


Рис.1. Кривая восстановления давления в двойном логарифмическом масштабе (скв. 128 Верхне-Салатского месторождения, начало исследований - 29.03.03 г.). Условные обозначения: а – изменение давления; b – градиент изменения давления; с – горизонтальная прямая; d – прямая с единичным уклоном; e – границы наблюдаемых режимов

Изменение давления на забое скважины во время ГДИ можно охарактеризовать как монотонное, без скачкообразных перепадов. По диагностическим признакам на этом графике можно выделить три интервала. Первый из них (1) характеризует влияние притока флюида в скважину, второй (2) – характеризует плоскорадиальное его течение к скважине (значения производной от изменения давления совпадают с горизонтальной линией (с), третий (3) - достижение фронта восстановления непроницаемой границы пласта (значения производной совпадают с линией единичного уклона (d)). Изменения наблюдаемых режимов происходили на 12,5 ч и 21,3 ч от начала ГДИ скважины 128.

Выявленные режимы фильтрации флюидов на исследуемом месторождении приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Режимы фильтрации флюида к вертикальным скважинам Верхне-Салатского месторождения

№ скважины	Дата начала исследования	Общая продолжительность ГДИ скважины, ч	Время влияния сжимаемости флюида в стволе скважины, ч	Модель течения флюида к скважине	Факторы, влияющие на КВД на поздних стадиях ГДИ	Время начала влияния границ, ч
31	01.05.04	40,7	6,5	радиальная	не выявлено	
128	05.04.03	30,5	не выявлено	не выявлено	не выявлено	
128	29.03.03	28	12,5	радиальная	одиночная непроницаемая граница	24
123	12.04.03	27,5	21,6	радиальная	не выявлено	
118	11.10.03	23,6	23,6	не выявлено	не выявлено	
118	15.05.03	63,2	8,6	радиальная	граница постоянного давления	22,8
127	21.05.03	40,3	33,6	радиальная	не выявлено	
158	11.06.03	45,9	15,6	радиальная	не выявлено	
161	06.07.03	19,2	15,3	радиальная	не выявлено	

Из анализа данных таблицы 1 можно сделать следующие выводы:

- основной вид фильтрации флюида к вертикальным скважинам на Верхне-Салатском месторождении – режим плоскорадиального течения;
- наиболее значительным фактором, влияющим на характер КВД в исследуемых скважинах, является влияние сжимаемости флюида в стволе скважины. Оно вызвано технологией проведения ГДИ, основанной на глушении скважины на её устье. Использование этой технологии приводит к искажению КВД на начальной стадии, которая отражает информацию о ФЕС призабойной зоны пласта. При ГДИ скважины 118 на дату 11.10.03 г. наблюдалось полное искажение режима радиального течения на протяжении всего исследования;
- в районе исследования скважины 128 в пласте Ю₁⁵ выявлена непроницаемая граница, определено время начала этого режима. В остальных случаях установлено радиальное течение флюида к скважинам, определено время его начала и окончания. При ГДИ вертикальных скважин Верхне-Салатского месторождения путем снятия КВД выявляются три объективно существующие ситуации: режим плоскорадиального течения (рис.2); доминирование режима сжимаемости флюида на протяжении всего времени исследования (рис.3); наличие факторов, исключающих интерпретацию КВД (рис.4).

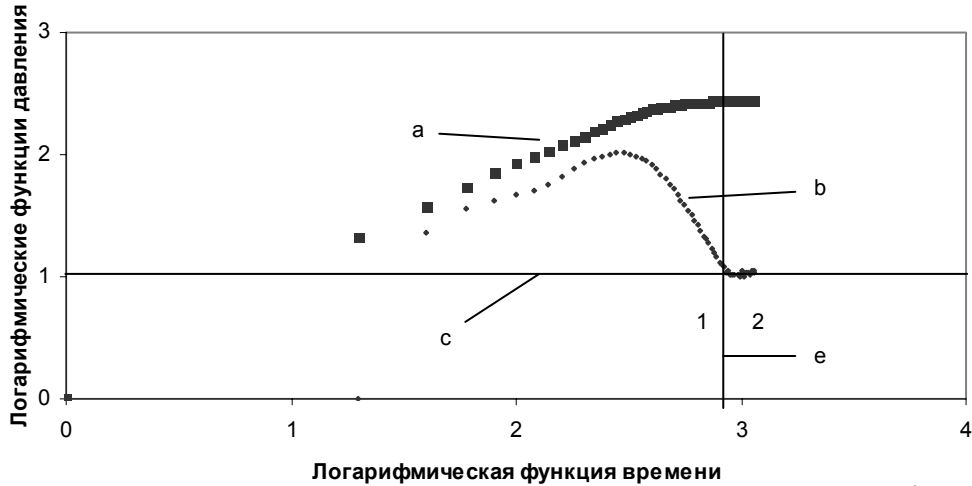


Рис.2. Кривая восстановления давления, в двойном логарифмическом масштабе (скв.161 Верхне-Салатского месторождения, начало исследований 06.07.03 г.).
Условные обозначения на рис.1

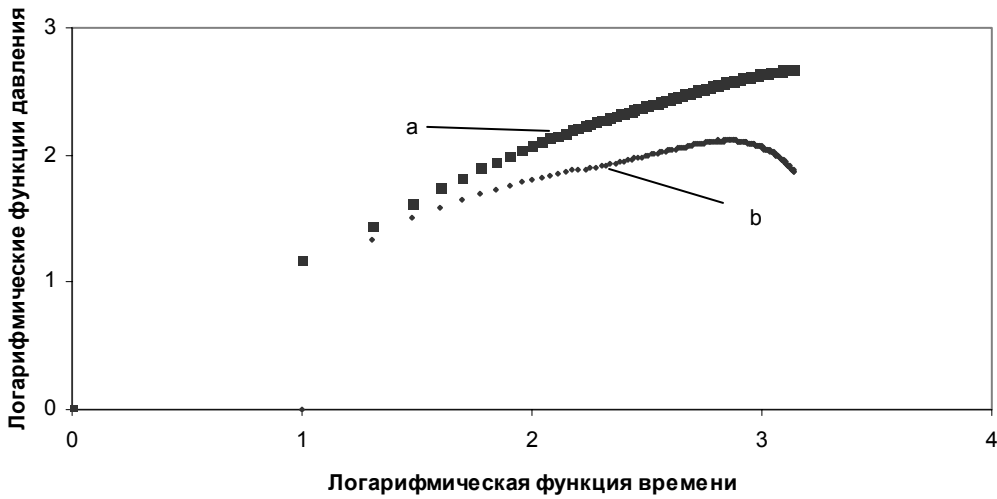


Рис.3. Кривая восстановления давления, в двойном логарифмическом масштабе (скв.118 Верхне-Салатского месторождения, начало исследований 11.10.03 г.).
Условные обозначения на рис.1

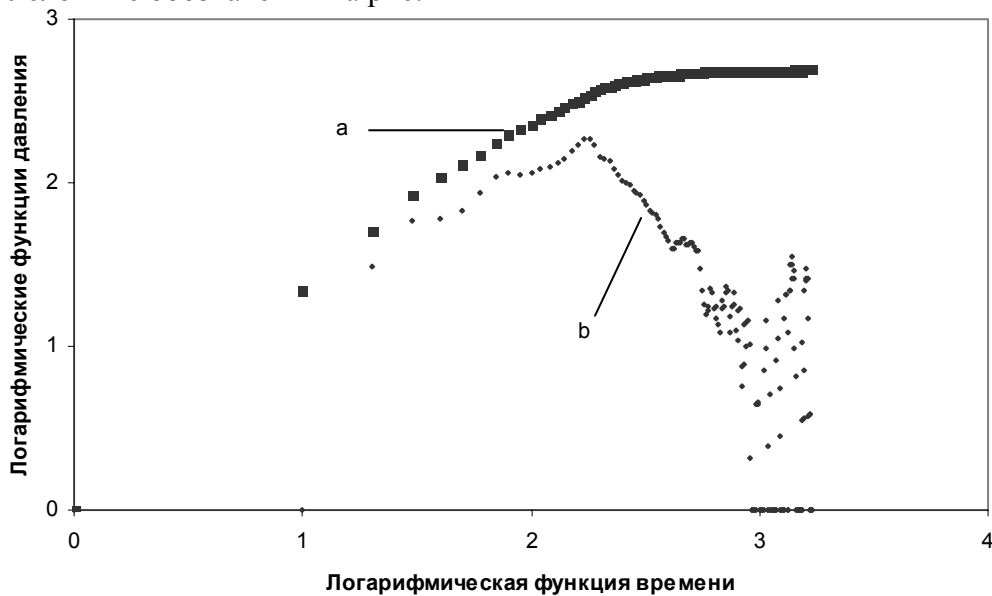


Рис.4. Кривая восстановления давления, в двойном логарифмическом масштабе (скв.128 Верхне-Салатского месторождения, начало исследований 05.04.03 г.).
Условные обозначения на рис.1

В первом разделе четвертой главы проанализированы два случая интерпретации результатов ГДИ для оценки возможной погрешности определения ФЕС пласта без учета факторов, влияющих на характер КВД (рис.5).

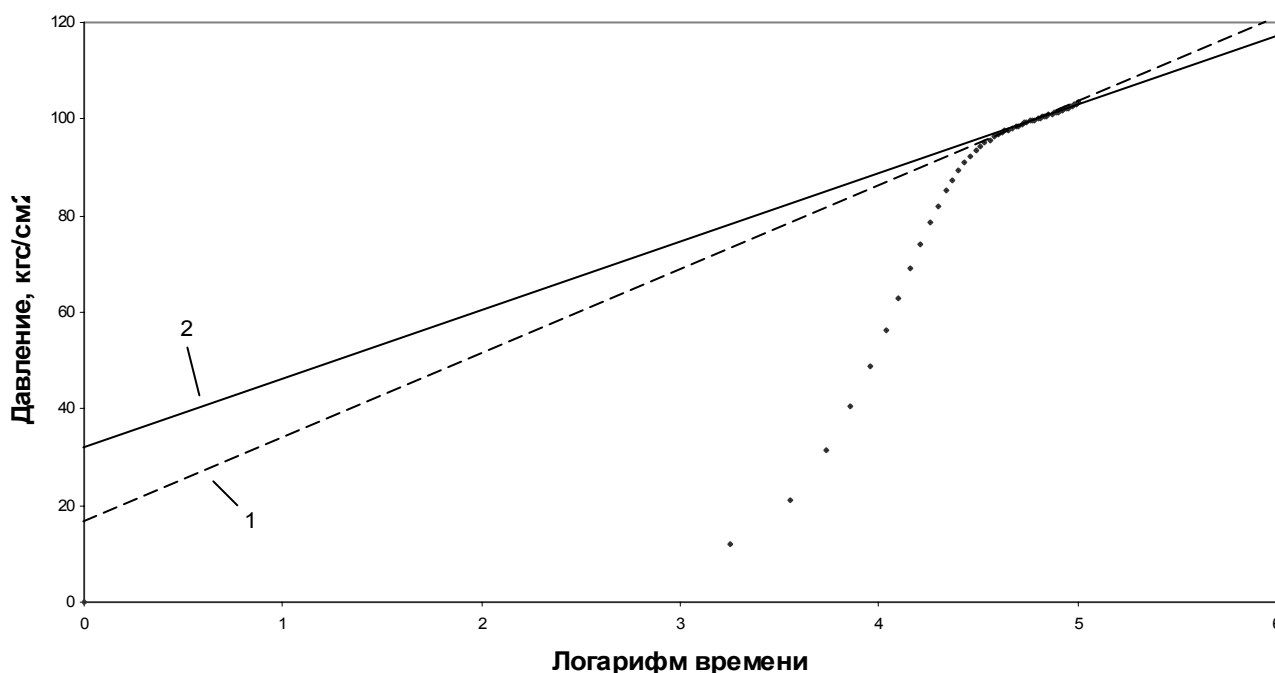


Рис.5. Интерпретация кривой восстановления давления по методу касательной (по результатам гидродинамических испытаний скважины 128 от 29.03.03 г.).

Условные обозначения: 1, 2 – аппроксимирующие прямые прямолинейных участков кривой восстановления давления

В первом случае интерпретация КВД проводилась по методу касательной без учета влияния факторов на характер восстановления давления. При этом аппроксимирующая прямая (1) проводилась по прямолинейному конечному участку КВД.

Второй случай - аппроксимирующая прямая (2) проведена по точкам на КВД, характеризующим плоскорадиальный режим течения, выявленный по диагностическим признакам (табл.1). Сравнение полученных значений показывает, что в первом случае определенные значения ФЕС пласта оказались заниженными относительно второго случая для гидропроводности - на 78%, для комплексного параметра - на 376%. Таким образом, при интерпретации некоторых КВД методами графоаналитической анаморфозы без точного знания времени начала и окончания режима плоскорадиального течения могут быть получены аномальные значения относительно объективно существующих.

Кроме того, в работе **во втором разделе** оценена сходимость значений ФЕС определяемых различными методами графоаналитической анаморфозы при интерпретации КВД для скважин Верхне-Салатского месторождения (табл.2).

Таблица 2.

Сравнение значений фильтрационно-емкостных параметров, определенных методами интерпретации кривых восстановления давления для терригенных коллекторов (по результатам гидродинамических испытаний скважины 128 от 29.03.03 г)

Фильтрационно-емкостные свойства	Метод касательной	Метод Хорнера	Метод Щелкачева-Кундина	Метод поправочного коэффициента
Гидропроводность, $\text{мкм}^2\text{см} / \text{сП}$	6	5,9	6,1	5,9
Комплексный параметр, с^{-1}	11	Не определяется	12	12,8
Время начала плоскорадиального течения	12,5	12,5	7	7,5

На примере скважины 128 (29.03.03 г.) с использованием методов для определение ФЕС в терригенных коллекторах (метод Хорнера, метод касательной, метод поправочного коэффициента, метод Щелкачева-Кундина), были оценены значения гидропроводности и комплексного параметра ($\frac{\chi}{r_{с.пр}^2}$). При сравнении данных, полученных этими методами и методом касательной, установлено, что гидропроводность определяется с погрешностью менее 1%, комплексный параметр – менее 6 %. Таким образом, для скважин Верхне-Салатского месторождения, дренирующих один пласт, справедливы аналитические зависимости учета притока в ствол скважины. Это делает возможным применение методов интерпретации с учетом притока на основе графоаналитической анаморфозы для КВД с доминированием режима притока флюида в ствол скважины на протяжении всего периода исследования.

Интерпретация результатов ГДИ скважин проводилась с соблюдением следующих условий:

- анализ технологии проведения ГДИС, а так же геолого-промысловых и физико-химических свойств пласта и флюида;
- выявление участка на КВД, характеризующего режим плоскорадиальной фильтрации, а также учет факторов, влияющих на её форму;
- учет влияния искажающих факторов при интерпретации КВД методами графоаналитической анаморфозы.

Использованный автором комплексный подход при ГДИ вертикальных скважин Верхне-Салатского месторождения можно представить в виде следующей схемы (рис.6).

В третьем разделе главы, по указанной схеме автором диссертации выполнена интерпретация результатов ГДИ скважин Верхне-Салатского месторождения с определением значений ФЕС пластов Ю_1^5 и Ю_1^{3-4} , а также оценкой на момент исследования пластового давления и скин фактора.

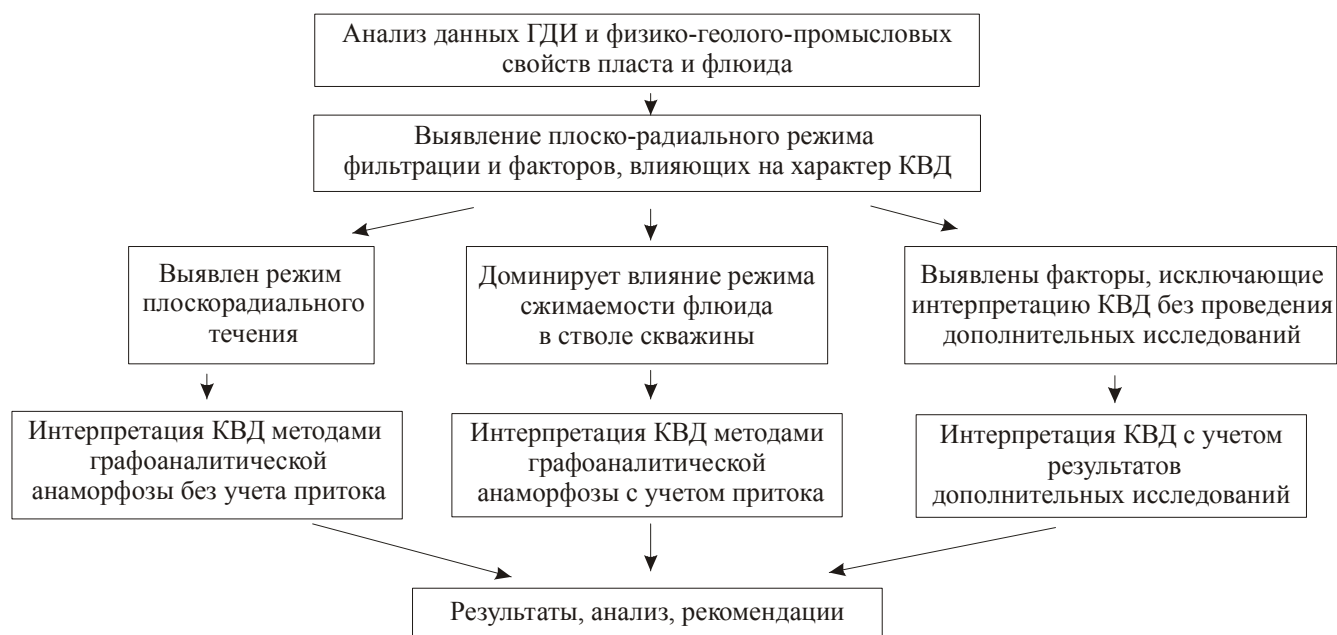


Рис. 6. Схема интерпретации результатов кривых восстановления давления при гидродинамических исследованиях вертикальных скважин.

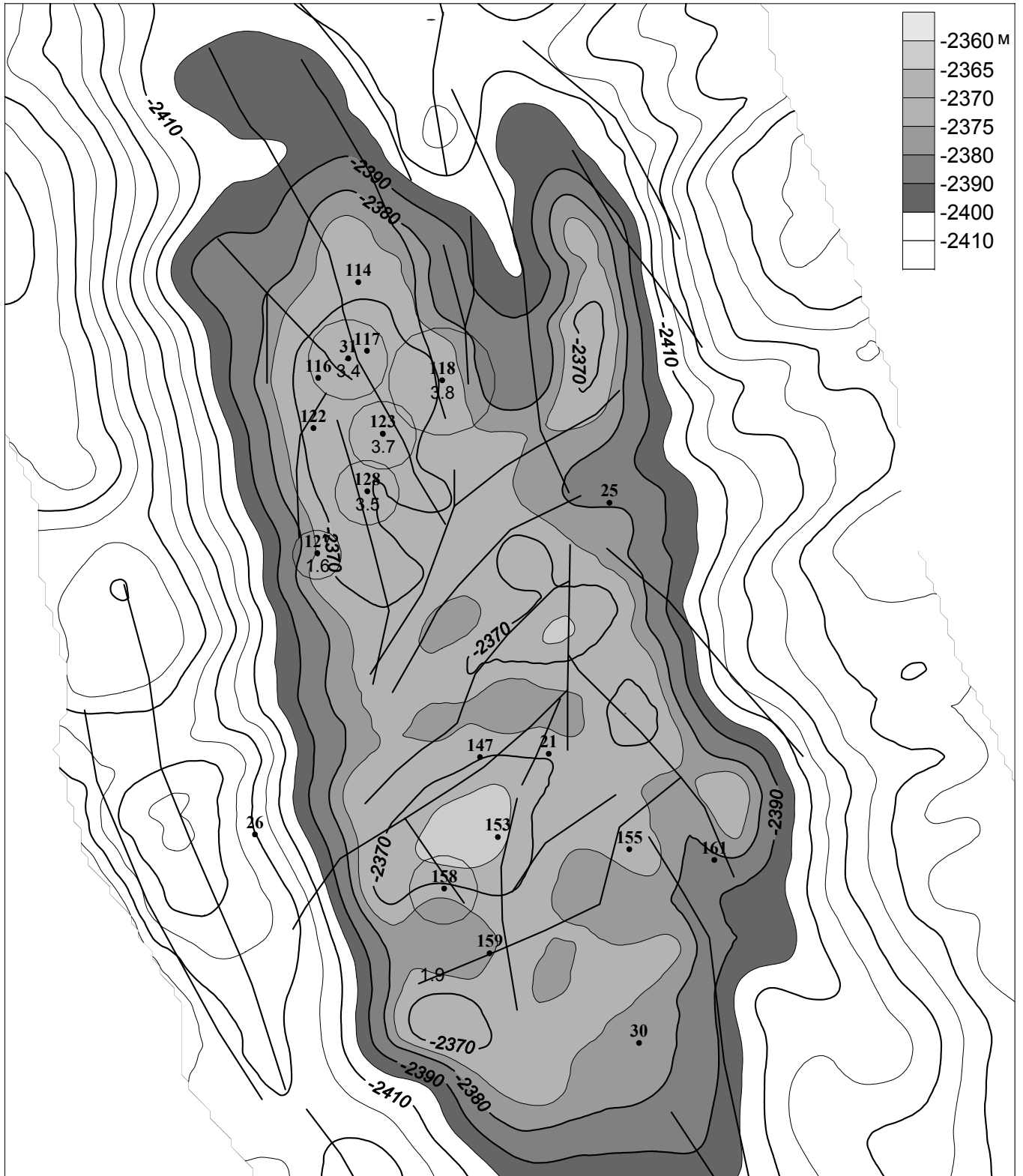
В пятой главе рассмотрены закономерности пространственной изменчивости структурных и фильтрационно-емкостных свойств пластов Ю₁⁵ и Ю₁³⁻⁴ Верхне-Салатского месторождения. На начальном этапе были определены ФЕС пластов Ю₁⁵ и Ю₁³⁻⁴ (табл. 3).

Таблица 3.
Фильтрационно-емкостные свойства пластов Ю₁⁵ и Ю₁³⁻⁴

Параметры	Скв.128	Скв.118	Скв.123	Скв.127	Скв.158	Скв.31р	Скв.161
Пласт	Ю ₁ ⁵	Ю ₁ ⁵	Ю ₁ ⁵	Ю ₁ ⁵	Ю ₁ ⁵	Ю ₁ ⁵	Ю ₁ ³⁻⁴
Гидропроводность, мкм ² *см/сП	6	6,2	6,7	2,0	3,4	3,6	9,7
Проницаемость, мкм ²	3,5	3,8	3,7	1,6	1,9	3,6	3,6
Пьезопроводность, см ² /с	464	494	490	211	256	474	473
Радиус исследования, м	216	358	226	163	229	267	171

По значениям проницаемости пласт Ю₁⁵ относится к 4 группе – слабопроницаемые коллекторы с коэффициентом проницаемости от 1 до 10 мкм². Геолого-промысловая модель Верхне-Салатского нефтяного месторождения, построенная с использованием результатов ГДИС, приведена на рисунке 7.

Пространственное положение тектонических нарушений определялось с использованием структурной карты подошвы пласта Ю₁⁵ с нанесенными на неё предполагаемыми тектоническими нарушениями, и параметров КВД скважин (рис. 7).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ


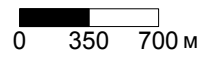



- | | | |
|---|---|---|
|  | - изогипсы кровли пласта Ю ₁ ⁵ |  |
|  | - эксплуатационные скважины, их номера и значения проницаемости пород, мкм ² | |
|  | - предполагаемые тектонические нарушения | |
|  | - область исследования | |

Рис. 7. Геолого-промысловая модель пласта Ю₁⁵ Верхне-Салатского месторождения

На структурную карту масштаба 1:35000 по подошве пласта Ю₁⁵ наносили значения радиусов влияния скважин, работающих в данном интервале пласта. По значениям радиусов (табл.2), рассчитанных по формуле В.Н. Щелкачева ($R = \sqrt{\pi\chi t}$, где χ - пьезопроводность пласта, t - время исследования), строили круги, характеризующие площадь влияния на пласт ГДИ скважины.

Большая часть исследованных скважин вскрывают северную часть пласта Ю₁⁵ Верхне-Салатского месторождения. В данной области по результатам ГДИ получена информация о ФЕС пласта в радиусе влияния 5 скважин (скв.127, 128, 123, 118, 31) на общей площади 1,02 км² (1/16 месторождения). При ГДИ скважин 31, 128, 118 и 123 образуется непрерывный исследованный район. В северной части месторождения автором детально изучена пространственная изменчивость ФЕС пласта Ю₁⁵. В южной части пласта Ю₁⁵ ФЕС пород и структурные особенности изучены в радиусе 230м от скв.158. В пласте Ю₁³⁻⁴ ФЕС пород характеризует ГДИ скважины 161 в радиусе 171 м.

Положение тектонических нарушений, выявленных по результатам 2Д, 3Д сейсморазведки на Верхне-Салатском месторождении, подтвердилось только в случае ГДИ скважины 128, где по времени наступления режима влияния непроницаемой границы (табл.1) и значений пьезопроводности (табл.2), с использованием формулы В.Н. Щелкачева, определено расстояние от скважины до нарушения, равное приблизительно 112 м. По данным ГДИ нарушение простирается через область дренирования скв. 128, не распространяясь дальше области скв. 31 и 123, что совпадает с результатами показанными сейсморазведкой. В остальных случаях, установленные при сейсморазведке тектонические нарушения, по результатам ГДИ скважин, не оказывают влияния на фильтрацию флюида в области дренирования.

Наличие и положение непроницаемых границ вносит серьёзные коррективы в геолого-промысловую модель и систему разработки месторождения в целом.

Значения гидропроводности пласта ($\frac{kh}{\mu}$) возрастают в двух направлениях - с севера на юг и с юга-востока на северо-запад, достигая максимального значения в районе исследования скважины 123. Подобное изменение комплексного параметра гидропроводности объективно связано с изменчивостью проницаемости и эффективной толщины пласта при условии одинаковых значений вязкости для пластового флюида.

В пространственном плане значения проницаемости и пьезопроводности пласта Ю₁⁵ формируют две области. Первая область сформирована практически непрерывным районом исследования скважин 31, 118, 123, 128 с незначительной изменчивостью значений проницаемости для пласта 3,5 – 3,8 мкм². Вторая область характеризуется районом исследования скважины 127, 158 со значениями проницаемости 1,6 и 1,9 мкм² соответственно. Эти области по значениям проницаемости коррелируют с абсолютными отметками кровли пласта Ю₁⁵. Повышенные проницаемости пласта приурочено к сводовой части месторождения, тогда как при понижении значений абсолютных отметок наблюдается снижение проницаемости пород. Направление изменчивости ФЕС в

сторону снижения значений проницаемости – от центра купольного поднятия к его периферии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На примере Верхне-Салатского нефтяного месторождения разработана методика комплексной интерпретации результатов ГДИ вертикальных скважин и анализа КВД, основанная на учете геолого-промысловых данных, физико-химических параметров продуктивного коллектора, свойств флюида, технологии ГДИС и факторов, влияющих на форму КВД.

2. Анализ КВД, построенных в двойном логарифмическом масштабе, позволяет установить на них прямолинейные участки, свидетельствующие о плоскорадиальном режиме фильтрации к скважине. Отсутствие таких участков обусловлено искажающими факторами, основными среди которых являются преобладание режима сжимаемости флюида в стволе скважины на протяжении всего времени исследования и его переток через интервал перфорации между пластами.

3. Обосновано использование в гидродинамических моделях аналитических зависимостей учета притока флюида в ствол скважины.

4. По результатам комплексного анализа и интерпретации КВД проведена оценка значений ФЕС пластов $Ю_1^5$ и $Ю_1^{3-4}$ в районах ГДИ скважин на Верхне-Салатском месторождении нефти, что позволило:

- классифицировать их как слабопроницаемые коллектора;
- установить снижение значений проницаемости от центра купольного поднятия месторождения к его периферии;
- определить прогнозные значения ФЕС для неисследованных частей месторождения.

5. Установлена одиночная непроницаемая граница в районе скважины 128, совпадающая с тектоническим нарушением, выявленным методами сейсморазведки.

6. Остальные тектонические нарушения, наличие которых установлено по сейсмическим данным в районе скважин 31, 118, 123, 127, 158 и 164 на фильтрацию флюида к забоям скважин влияние не оказывают.

Список работ, опубликованных по теме диссертации

Ивлев Д. А. Комплексная интерпретация экспериментальных данных гидродинамических исследований на неустановившемся режиме фильтрации. / Д. А. Ивлев // Материалы науч.-практич. конф. посвящ. проблемам и перспективам развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области. – Новосибирск, 2004. - С. 126-128.

Ивлев Д. А. Гидродинамические исследования малодебитных скважин при их пуске в работу при монотонном изменении режима работы. / Д. А. Ивлев, Л. Ю. Князькова, О. В. Крылов, В. Е. Пешков // Труды тюменского нефтяного научного центра в кн. «Геолого-промысловые исследования скважин и пластов». – Тюмень, 2003. - С. 88-104.

Ивлев Д. А. Прогнозирование гидродинамических параметров на стадии поисково-оценочных работ и в процессе разработки месторождений, резерв повышения экономической эффективности ГРП и повышения нефтеотдачи пластов. / В. Г. Иванов, Д. А. Ивлев, Л. Ю. Князькова, О. В. Крылов, В. Е. Пешков // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. (VII научно-практическая конференция) – Тюмень, 2003. - С. 23-34.

Ивлев Д. А. Особенности гидродинамических исследований газоконденсатных скважин с высоким конденсатным фактором / В. Г. Иванов, Д. А. Ивлев, Л. Ю. Князькова, О. В. Крылов, С. Л. Легеза, В. Е. Пешков, И. В. Пешков // Томское отделение СНИИиГМС: 30 лет на службе Томской геологии Сб. науч. Тр. – Новосибирск, 2002. - С. 141-157.

Ивлев Д.А. Научно-практические рекомендации по составлению и предоставлению на государственную экспертизу проектных документов на ликвидацию скважин / В. Е. Пешков, П. И. Пискунов, Д. А. Ивлев, В. В. Рогожкин, И. А. Сизиков // Труды международной конференции посвященной 50-летию кафедры геология и разработка нефтяных месторождений (горючих ископаемых и нефти). – Томск, 202, - С. 225-230.

Ивлева А.С. Научное обоснование возможности сокращения сроков окупаемости капитальных вложений, затраченных на проведение геологоразведочных работ. / А. С. Ивлева, Д. А. Ивлев, В. Е. Пешков, И. В. Пешков // Известия Томского политехнического университета - Т. 305. Вып. №8 – Томск, 2002. - С. 58-62.