

На правах рукописи

ЛЕОНОВ ВИКТОР ИВАНОВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕШЕНИЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ЗАДАЧ
ПРИТОКА ЖИДКОСТИ (ГАЗА) К СКВАЖИНАМ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень - 2004

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

Научный руководитель - доктор технических наук, профессор

Телков Александр Прокофьевич

Официальные оппоненты - доктор физико-математических наук, профессор

Федоров Константин Михайлович

- кандидат технических наук,

Попов Виктор Андреевич

Ведущая организация – Закрытое акционерное общество

«Тюменский нефтяной научный центр»,

625000, г. Тюмень, ул. Ленина, 67, оф. 505.

Защита диссертации состоится июля 2004 г. в часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Автореферат разослан июня 2004 г.

Ученый секретарь диссертационного совета, доктор технических наук, профессор



В. П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Первое - к числу сложных задач подземной гидромеханики относится задача притока жидкости к несовершенным скважинам. Впервые постановка задачи и решение получено М. Маскетом в 1932 году и развито в последующих его работах. Решение получило широкое всестороннее развитие в работах других авторов. Результат - крупное теоретическое направление – двухзонная схема притока к несовершенным скважинам и лишь сложность полученных решений ограничивает их использование в практике и научных исследованиях. Кроме того, решения не позволяют выделить время в качестве слагаемого. Вместе с тем в этом ряду известна функция профессора А. П. Телкова, решение которой позволяет вести рассмотрение характеристик притока не только в широком диапазоне независимых параметров двухзонной теории, но и проследить их поведение в зависимости от времени наблюдения.

Второе - решение задачи интенсификации добычи нефти путем эксплуатации горизонтальных скважин ставит задачу определения характеристик притока к горизонтальной скважине. Известные точные аналитические решения сложны и затрудняют их использование в научных исследованиях и в практике. В этой связи для оценочных расчетов широко используют эмпирические зависимости. Однако результаты расчетов зачастую противоречат друг другу и при этом основания для разрешения противоречивости практически отсутствуют.

Третье - пластовая нефть как фильтрующая жидкость представляет собой многокомпонентную систему (смесь углеводородов). В статических условиях это замкнутая равновесная система. В динамических условиях (снижение давления) система открыта и без обратной связи. Обеспечивает ли синхронность фильтрации всех компонентов пластовой нефти фактор снижения давления исследователями практически не рассматривается. В этом же ряду стоит задача фильтрации газоконденсатной системы, целостность которой

обуславливают критические параметры. Их определение становится практической задачей исследования. Вместе с этим разработка нефтяных месторождений нефти в осложненных геологических условиях, возрастающие глубины залегания продуктивных горизонтов, высокие темпы отбора продукции, массовое использование закачки различного рода вытеснителей как природных, так и искусственных, интенсификация гидродинамических процессов, способствуют:

- проявлению внутренних свойств фильтрующейся многокомпонентной системы, таких как тепловая скорость движения, молекулярный вес компонента. Исследования на этом направлении отсутствуют. В тоже время имеется множество публикаций констатирующих изменчивость физико-химических свойств пластовой нефти в процессе разработки;

- изменению гидрогеологической обстановки не только в призабойной зоне, но и в удаленной части пласта и в примыкающей гидрогеологической системе;

- усилению техногенного влияния на вмещающие породы и гидрогеологическую систему.

Цель работы. Развитие научных основ процессов разработки нефтяных месторождений путем уточнения задач, связанных с фильтрацией пластовых флюидов в терригенных и трещиновато-пористых коллекторах.

Задача исследований.

1. Получить численное решение функции профессора А.П. Телкова как фактический материал исследования распределения давления в пласте в зависимости от геометрии притока и времени наблюдения. Обобщить полученные результаты. Разработать алгоритм численного решения.

2. Исследовать геометрию притока к горизонтальной скважине. Оценить возможность определения дебита горизонтальной скважины и радиуса дренирования.

3. Провести анализ аналитических решений нестационарного притока в трещиновато-пористом пласте с целью обоснования возможности определения емкостных характеристик пласта.

4. Рассмотреть фильтрацию многокомпонентной системы с целью обоснования изменчивости физико-химических свойств пластовой нефти в процессе разработки.

5. Исследовать математическую модель прогнозной добычи нефти в условиях малоизученности месторождения на основе минимального числа известных параметров.

6. Разработать мероприятия по предотвращению отрицательных факторов снижения (повышения) давления в пласте с целью повышения эффективности воздействия.

Научная новизна.

1. Путем численного решения функции профессора А. П. Телкова получен фактический материал для анализа характеристик притока к несовершенным скважинам. Анализ полученного материала позволил оценить характер поведения давления и функции фильтрационных сопротивлений в зависимости от геометрии притока и времени.

2. Обоснован радиус дренирования горизонтальной скважины. Получена эмпирическая формула определения дебита горизонтальной скважины.

3. Получено уравнение пьезопроводности для трещиновато-пористого пласта и разработана методика определения емкостных характеристик трещиновато-пористых систем.

4. Предложены: промысловый способ измерения оседания (вспучивания) дневной поверхности и усадки пласта нефтяного пласта в процессе разработки по профилю наклонной скважины; гидродинамический способ определения давления насыщения нефти в пластовых условиях.

5. Получена формула для экспертной оценки динамики добычи в условиях малоизученности месторождения и прогноза динамики добычи разрабатываемых месторождений.

6. Установлено явление опережающего переноса легких компонентов углеводородов в фильтрационных потоках как фактора снижения (повышения) пластового давления.

Практическая ценность работы

1. По результатам исследований получено 4 авторских свидетельства на изобретения: способы изоляции подошвенной воды и газопроявлений при разработке нефтяных месторождений с газовой шапкой; способ определения оседания дневной поверхности и гидродинамический способ определения давления насыщения пластовой нефти.

Получены патенты на изобретения: способ разработки нефтяного месторождения с элементом разработки в виде группы скважин; на способ разработки нефтяной залежи.

2. Полученное уравнение пьезопроводности для трещиновато – пористых сред позволяет определить емкостные характеристики системы трещин и блоков.

3. Получена прогнозная формула определения динамики добычи нефти при ограниченном числе входных данных: извлекаемые запасы; число лет разработки; коэффициент песчаности; число фактических не менее двух.

4. Получена эмпирическая формула расчета радиуса дренирования и дебита горизонтальной скважины.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались на: научно – техническом семинаре по гидродинамическим методам исследований и контроля процессов разработки (Полтава, 1976); Всесоюзном семинаре по гидродинамическим и промыслово – геофизическим методам исследований продуктивных пластов (Гомель, 1983); 2 – ой зональной научно – технической конференции по комплексной программе Минвуза

РСФСР «Нефть и газ Западной Сибири» (Тюмень, 1983); областной научно – технической конференции «Проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений и интенсификации добычи углеводородного сырья», (Астрахань, 1989).

Публикации. Основные положения диссертации изложены в 31 – ой печатной работе.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 – х разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников (123 наименований). Работа изложена на 150 страницах машинописного текста, содержит 20 рисунков, 14 таблиц, 3 приложения.

Автор благодарен: наставнику и научному руководителю профессору А. П. Телкову; зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», профессору М. Л. Карнаухову за совместный труд в работе над рукописью.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введение обоснована гидродинамическая проблема возникновения задач пространственного притока к скважине, рассмотрены: существующие аналитические решения притока к несовершенной скважине с точки зрения практического приложения; гидродинамические задачи, обусловленные интенсификацией притока к скважине и фактором снижения давления в пласте.

Первый раздел состоит из восьми подразделов. **В подразделах один - пять** обоснован выбор функции для численного решения задачи притока к несовершенной скважине. Приведен аналитический вид функции профессора А. П. Телкова - подинтегральное выражение, которой как решение задачи распределения давления в пласте в зависимости от времени и координаты наблюдения при притоке сжимаемой жидкости (газа) к несовершенной по степени вскрытия скважины в однородно - анизотропном пласте, имеет вид:

$$\Delta \bar{P}(\bar{r}, t^*) = \int_0^1 F(f_0, \bar{r}, \bar{h}, \xi, t^*) dt^*, \quad f_0 = \frac{r^2}{4\chi T}; \bar{r} = \frac{r}{h}; \bar{h} = \frac{b}{h}; \xi = \frac{z}{h}, \quad t^* = \frac{t}{T}, \quad (1)$$

где f_0 – параметр Фурье; r – радиальная координата, м; h – толщина пласта, м; b – вскрытая толщина пласта, м; χ – коэффициент пьезопроводности, м²/с; t – текущее время наблюдения, с; T – общее время наблюдения, с. В свою очередь безразмерная депрессия $\Delta\bar{P}$ связана с размерной соотношением

$$\Delta P(\bar{r}, t^*) = \frac{\Delta p}{P^*}, \quad (2)$$

где $P^* = \frac{Q\mu}{4\pi kh}$, Q – дебит скважины, м³/с; μ – коэффициент динамической вязкости, Па·с; k – коэффициент проницаемости, м².

Табулированные значения решения (1) сведены в таблицы, которые приведены в приложении 1 диссертации.

Для установившегося притока используют аналитическую связь между депрессией, интегрально-показательной функции $-Ei(-f_0)$ и добавочными фильтрационными сопротивлениями $C_1(\bar{r}, \bar{h})$ в виде линейной метаморфозы

$$\Delta\bar{P} = -Ei(-f_0) + C_1(\bar{r}, \bar{h}). \quad (3)$$

С учетом этого для несовершенной скважины депрессия $\Delta\bar{P}(\bar{r}_c, \bar{h}, f_0)$ представлена в виде

$$\Delta\bar{P}(\bar{r}_c, \bar{h}, f_0) = -Ei(-f_0) + R(\bar{r}_c, \bar{h}, f_0), \quad (4)$$

где второе слагаемое $R(\bar{r}_c, \bar{h}, f_0)$ есть функция фильтрационного сопротивления.

При определенных допущениях функция фильтрационного сопротивления принимает вид:

$$R(\bar{r}_c, \bar{h}, f_0) = \frac{1}{h} \int_0^1 F(\bar{r}_c, \bar{h}, f_0, t^*) dt^* - \int_0^1 F(\bar{r}_c, \bar{h} = 1, f_0, t^*) dt^*. \quad (5)$$

Численные значения функции фильтрационного сопротивления затабулированы.

На основе табулированных значений безразмерных депрессии и функции фильтрационного сопротивления построены графические иллюстрации (рис.1-3). Проведен анализ их поведения в зависимости от параметра Фурье f_0 .

Анализ поведения относительной депрессии показал, что для всех $\bar{r}_c \leq 0,01$ имеются нелинейные начальные участки, переходящие при дальнейшем

уменьшением параметра \bar{r}_c , для всех $\bar{h} < 1,0$, в прямые линии (линия CD на рис. 2 и 3).

Поведение относительной депрессии для параметра $\bar{r}_c \leq 0,014$, т.е. для больших толщин пласта имеет значительные отличия в сравнении с предыдущим случаем, о чем свидетельствует (рис. 2).

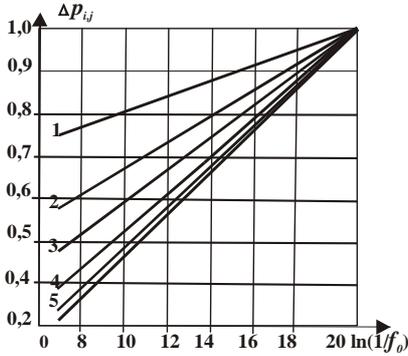


Рис. 1. Поведение относительной депрессии $\Delta p(\bar{r}_c, \bar{h}, f_0)$ от $\ln(1/f_0)$ для $(\bar{r}_c = 0,02, \bar{h}_i = \text{const}, f_0)$ при значениях параметра \bar{h} равных: от 0,1 до 1,0 с шагом – 0,1

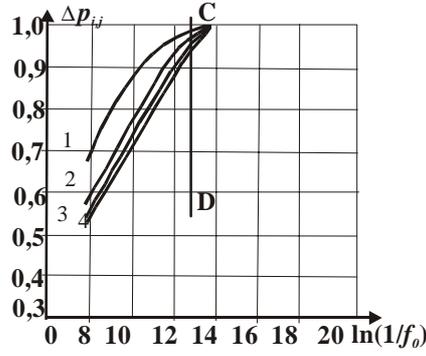


Рис. 2. Поведение относительной депрессии $\Delta p(\bar{r}_c, \bar{h}, f_0)$ от $\ln(1/f_0)$ для $(\bar{r}_c = 0,0014, \bar{h}_i = \text{const}, f_0)$ при значениях \bar{h} равных: от 0,1 до 1,0 с шагом – 0,1

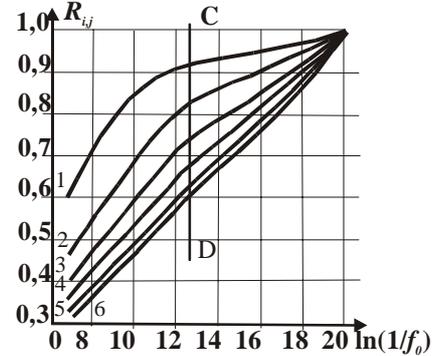


Рис. 3. Поведение относительной функции фильтрационного сопротивления $R(\bar{r}_c, \bar{h}, f_0)$ от $\ln(1/f_0)$ для $(\bar{r}_c = 0,0014, \bar{h}_i = \text{const}, f_0)$ при значениях \bar{h} равных: от 0,1 до 1,0 с шагом – 0,1

В поведении рассматриваемых параметров наблюдаются два различных участка: 1 – нелинейный, 2 – линейный. При этом линия CD как в том, так и другом случае имеет одно и тоже значение координаты $\ln(1/f_0)$. Отсюда следует, что нелинейность относительной депрессии обусловлена нелинейностью поведения относительной функции фильтрационного сопротивления.

Выводы:

1. Депрессия на забое несовершенной по степени вскрытия скважины для всех $\bar{r}_c < 0,01$ имеет два явно выраженных закона изменения: а) нелинейный, обусловленный зависимостью функции сопротивления от времени и соответствует неустановившемуся притоку сжимаемой жидкости (газа);

б) линейный - соответствует квазиустановившемуся притоку к несовершенной скважине и не связан с функцией сопротивления.

2. Функция фильтрационного сопротивления $R(\bar{r}_c, \bar{h}, f_0)$ для неустановившегося притока жидкости (газа) качественно описывает $C_1(\bar{r}_c, \bar{h})$ для установившегося притока. Численное значение функции фильтрационного сопротивления при любом вскрытии пласта всегда меньше численного значения добавочного сопротивления $C_1(\bar{r}_c, \bar{h})$ при установившемся притоке.

3. Полученное аналитическое решение для неустановившегося притока сжимаемой жидкости (газа) к несовершенной по степени вскрытия пласта скважине в бесконечном по протяженности пласте преобразовано в прямолинейную анаморфозу, которая позволяет эффективно интерпретировать кривые восстановления забойного давления.

4. Выбор f_0 , дающего значения $\Delta \bar{P}_{i,j}^*(\bar{r}_c) = 1$, не влияет на протяженность нелинейного участка, соответствующего неустановившемуся движению, на графике зависимости $\Delta \bar{P}_{i,j}^*(\bar{r}_c)$ от $\ln(l/f_{0j})$.

Аналитическое выражение решения функции $F = f(f_0, \bar{r}_c, \bar{h}, \xi, t^*)$ имеет вид:

$$F(f_0, \bar{r}_c, \bar{h}, t^*) = \frac{1}{2t^*} \exp(-f_0/t^*) \left\{ \exp \frac{2\bar{h}}{\bar{r}_c} \sqrt{\frac{f_0}{t^*}} + \sum_{n=1}^{\infty} \left[\operatorname{erf} \frac{2(n+\bar{h})}{\bar{r}_c} \sqrt{\frac{f_0}{t^*}} - \operatorname{erf} \frac{2(n-\bar{h})}{\bar{r}_c} \sqrt{\frac{f_0}{t^*}} \right] \right\}, \quad (6)$$

где безразмерные параметры соответственно равны:

$$f_0 = \frac{r_c^2}{4\chi T} ; \quad \bar{r}_c = \frac{r_c}{h} ; \quad \bar{h} = \frac{b}{h} ; \quad t^* = \frac{t}{T},$$

f_0 - параметр Фурье; r_c - радиус скважины, м; χ - пьезопроводность, м²/с; T - полное время наблюдения, с; h - толщина пласта, м; b - вскрытая толщина пласта, м; t - текущее время наблюдения, с.

В подразделе шесть обосновывается уравнение пьезпроводности для трещиновато-поровых сред, полученное на основе решений системы уравнений Г. И. Баренблатта, Ю. П. Желтова:

$$\beta_1^* \frac{\partial p_1}{\partial t} = \frac{k_1}{\mu} \nabla^2 p_1 + q; \quad (7)$$

$$\beta_2^* \frac{\partial p_2}{\partial t} = \frac{k_2}{\mu} \nabla^2 p_2 - q; \quad (8)$$

$$q = \frac{\alpha}{\mu} (p_1 - p_2), \quad (9)$$

где β_1^*, β_2^* - упругоёмкость системы трещин и блоков соответственно, м²/кг; p_1, p_2 - давления в системе трещин и блоков соответственно, Па; k_1, k_2 - коэффициенты проницаемости трещин и блоков соответственно, м²; q - дебит жидкости на единицу объема, м³/с; α - коэффициент характеризующий интенсивность обмена жидкостью между трещинами и блоками.

Подстановкой вида

$$p_2 = ap_1, \quad (10)$$

где

$$a = f(k_1, k_2, m_1, m_2, p_{нл}, p_2), \quad (11)$$

система уравнений (7) – (9) сводится к уравнению пьезопроводности вида

$$\frac{\partial p_1}{\partial t} = \frac{\chi_1}{1 + \xi a} \left(\frac{\partial^2 p_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p_1}{\partial r} \right). \quad (12)$$

С учетом принятых допущений получено общепринятое уравнение для анализа кривых восстановления пластового давления в виде:

$$\Delta p(r, t) = \frac{q\mu}{4\pi k_1 h} \left[\ln \frac{2,25\chi_1}{r^2} + \ln \frac{m_1}{m_1 + am_2} \right], \quad (13)$$

где m_1, m_2 – пористость системы трещин, блоков соответственно.

В седьмом подразделе рассмотрен приток к горизонтальной скважине (рис. 4), и, на основе анализа геометрии притока жидкости к горизонтальному стволу, приведено обоснование радиуса дренирования горизонтальной скважины.

$$q = \frac{2\pi k h \Delta p}{\mu \left(\text{Ln} \left(\frac{R_c}{r_c} \right) + (3)^{0.5} \text{Ln}(b/a) + C \right)}, \quad (14)$$

где $R_k = d = a/\varepsilon$ - директриса, $a = \frac{0.5L\chi}{K_{пес}}$ - большая ось эллипса, м; $\varepsilon = ((1 - (b/a)^2))^{0.5}$ - эксцентриситет; $K_{пес}$ - коэффициент песчанности, д. ед.; $b = h$ - малая ось эллипса, м.

Выполнен сопоставительный анализ расчета дебита горизонтальной скважины с известной расчетной формулой Джоси на основании которого получен вывод: сопоставление фактических дебитов горизонтальных скважин, расчетных по формуле (14) и формуле Джоси показывает, что ошибка расчета дебита по формуле (14) меньше, чем ошибка по формуле Джоси.

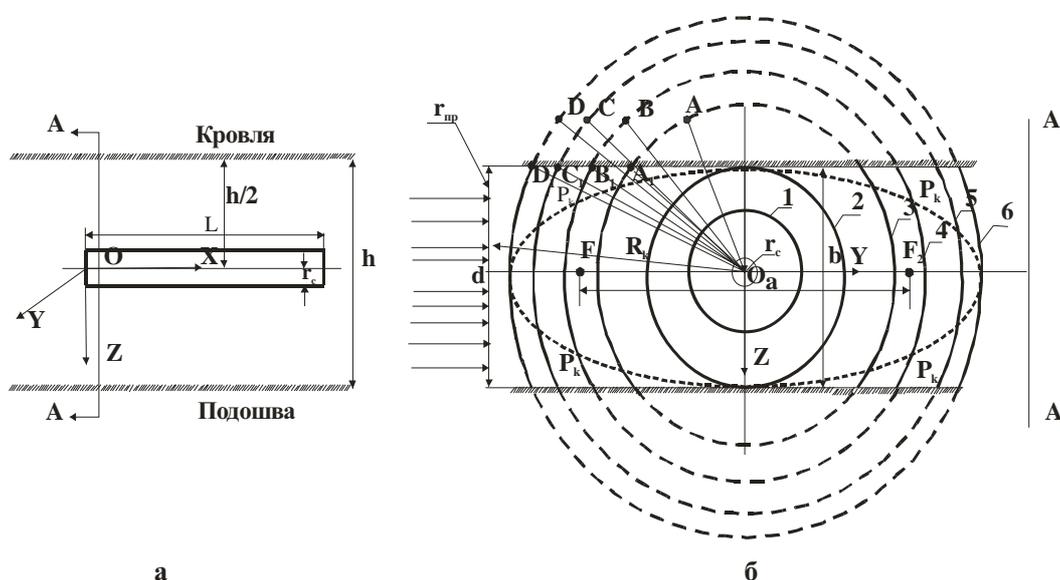


Рис. 4. Геометрия притока к горизонтальной скважине

В подразделе восемь приведена математическая модель экспертной оценки динамики добычи нефти на основе минимального числа входных параметров (четырех), в числе которых приняты - извлекаемые запасы, коэффициент песчанности (геологические) и динамика в аналитической связи вида:

$$y_i = \frac{Q - \sum_{i=1}^{n-1} y_{i-1}}{N+1-n} \cdot \ln \frac{N+1}{n} + k \cdot y_{i-1}, \quad (15)$$

где Q – извлекаемые запасы, тыс. т; y_i – прогнозный год разработки; N – число лет разработки; n – текущий год разработки равный $n = i - 1$; k – коэффициент песчаности; д. ед.; y_{i-1} – уровень добычи, предшествующий текущему году разработки, тыс. т/год.

Результаты расчета прогнозной динамики добычи в зависимости от числа фактических точек представлены (рис.5).

Расчет прогнозной динамики добычи нефти проведен по фактическим данным 37 лет разработки промыслового участка. Методом исключения конечных фактических точек в последовательности: 10, 15, 20, 25, 30, 35 проведена экспертная оценка динамики добычи в зависимости от числа оставшихся фактических данных.

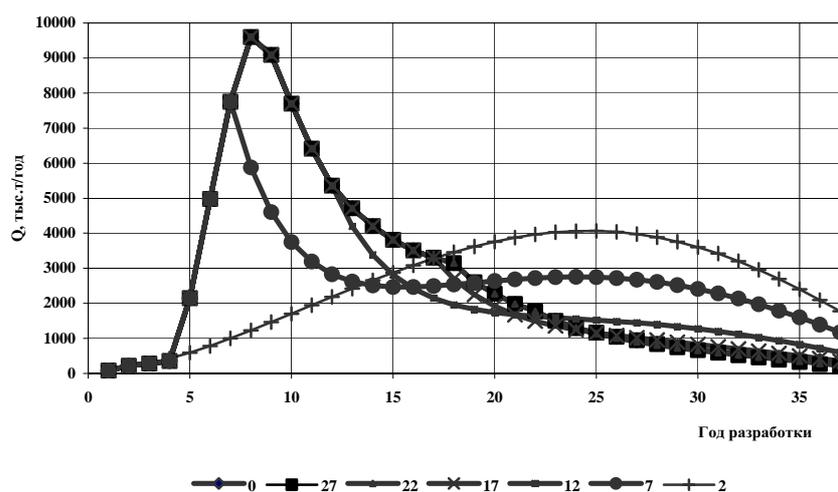


Рис. 5. Динамика прогнозной добычи в зависимости от числа фактических точек наблюдения. Условные обозначения: 0 – число факт. точ. 37, прог. 0; 27 – число факт. точ. 27, прог. 10; 22 - число факт. точ. 22, прог. 15; 17 – число факт. точ. 17, прог. 20; 12 – число факт. точ. 12, прог. 25; 7 – число факт. точ. 7, прог. 30; 2 – число факт. точ. 2, прог. 35. Сопоставительный анализ динамики прогноза добычи в зависимости от числа начальных фактических точек показал максимальную ошибку накопленной прогнозной добычи в пределах 15 - 20 %.

Второй раздел содержит экспериментальные данные и результаты аналитических обработок.

В первом подразделе рассмотрен метод определения критических параметров газоконденсатных систем по экспериментальным данным PVT-исследований (рис. 6).

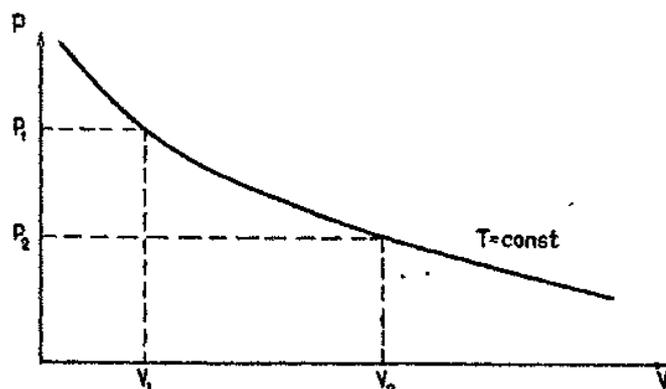


Рис. 6. Экспериментальная кривая PVT пластовой нефти Семивидовского месторождения. Содержание CO_2 – 10 %.

Критические параметры: критическое давление P_k и температура T_k чистого вещества - рассчитывают весьма точно и просто. Значительно труднее рассчитать критические параметры бинарных смесей. На сегодня отсутствует методика расчета критических параметров многокомпонентных смесей, содержащих не только углеводороды, но и в значительных количествах неуглеводородных компонентов, например, кислых. Известен метод определения критических параметров - графоаналитический метод Г. С. Степановой. Метод не позволяет вести определение критических параметров смесей содержащих кислые компоненты. С целью расширения возможности метода по определению критических параметров рассмотрено известное уравнение состояния Редлиха-Квонга в качестве аппроксимирующего выражения обработки экспериментальной кривой наблюдения $p = f(V, T)$. Искомые константы a и b уравнения Редлиха-Квонга определялись решением кубического уравнения:

$$b^3 + Ab^2 + Bb + C = 0, \quad (16)$$

$$A = \frac{V_1 V_2 (p_1 - p_2) + RT(V_2 - V_1)}{p_2 V_2 - p_1 V_1};$$

$$B = [V_1^2 (p_1 V_1 - RT) + V_2^2 V_1 (p_2 V_2 - RT)] / (p_2 V_2 - p_1 V_1);$$

$$C = [V_1^2 V_2 (RT - p_1 V_1) + V_2^2 (p_2 V_2 - RT)] / (p_2 V_2 - p_1 V_1).$$

где V - мольная плотность, μ/m^3 ; p - давление, Па; T - температура, К. Решение уравнения (16) получено методом Кардано.

Во втором подразделе приведены экспериментальные данные по растворимости сухого природного газа в нефти. Работы выполнялись с целью исследования поведения системы газ-жидкость и получения закономерностей процесса вытеснения нефти сухим углеводородным газом, в частности для построения фазовых диаграмм вытеснения. В качестве компонентов смеси использованы - газ газовой шапки Федоровского нефтяного месторождения и пластовая нефть Самотлорского месторождения.

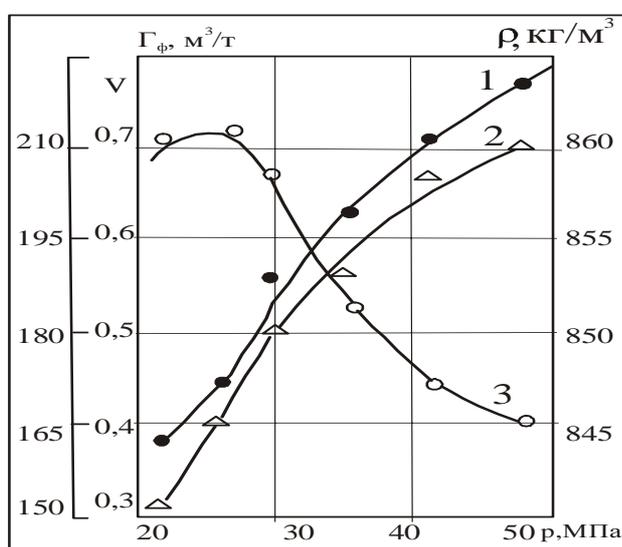


Рис. 7. Влияние давления p на свойства жидкой фазы

Результаты измерений параметров нефтяной и газовой фаз приведены на рис. 7 и 8. Форма кривых отражает сложный процесс, происходящий при контакте сухого природного газа с салымской пластовой нефтью. При изотермическом повышении давления с 21,5 до 47,5 МПа возрастает с 15 до 43 % доля массы нефти, перешедшей в газовую фазу. Причем темп перехода вначале медленный,

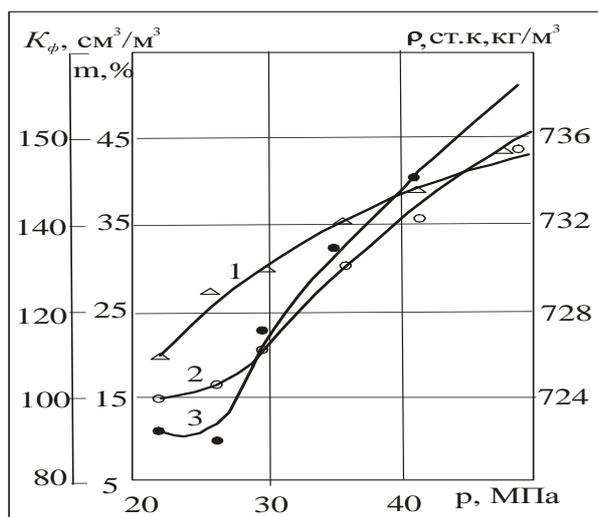


Рис 8. Влияние давления p на свойства газовой фазы

затем резко возрастает. Кривая изменения конденсатного фактора, характеризующая растворимость жидких углеводородов в сжатом газе, проходит через минимум, который обоснован и доказан экспериментально И. Р. Кричевским.

Экстремальному значению растворимости газа в жидкой фазе соответствует давление минимума

растворимости, характеризующие природу газа-растворителя. По результатам исследования установлено, что максимальное значение давления равно 25,9 МПа.

В подразделе три описан способ определения давления насыщения нефти газом.

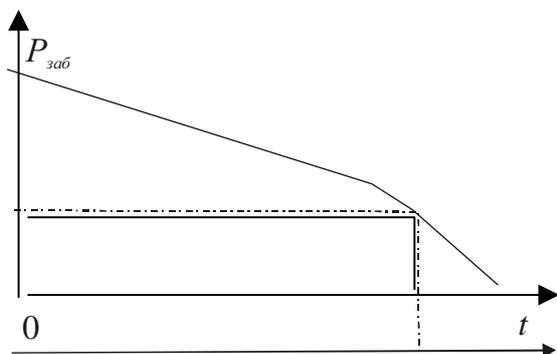


Рис. 9. Падение давления на забое скважины после пуска ее в работу.

Метод основан на стабильности параметра фазового перехода. В нашем случае – давление насыщения нефти газом. Давление насыщения определяют путем регистрацией глубинным манометром падения давления на забое скважины после пуска ее в работу.

О величине давления насыщения нефти газом судят по изменению кривизны кривой падения давления, рис. 9.

В подразделе четыре приведена методика расчета проницаемости при нестационарной фильтрации по схеме перетока. Приведена схема исследований. Приведен численный расчет проницаемости.

В разделе три рассмотрены способы предотвращения осложнений при разработке нефтяных месторождений. **В первом подразделе** описан метод

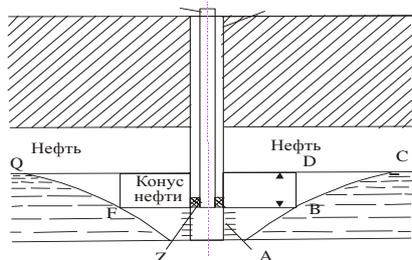


Рис. 10. Схема образования нефтяного конуса

изоляции водопроявлений обратным конусом пластовой нефти. Метод осуществляется путем первоначальной перфорации водонасыщенной части пласта в сочетании с форсированным отбором жидкости из водонасыщенной

части пласта. Критерием постановки нефтяного экрана служит стабилизация нефтесодержания в продукции. На рис. 10, показана схема постановки экрана методом обратного конуса пластовой нефти. Приведена расчетная формула, позволяющая судить о времени появления нефти в продукции в зависимости от приложенной депрессии на забое скважины.

Во втором подразделе приведен метод изоляции газопроявлений путем постановки гидратного экрана. Сущность метода основана на эффекте охлаждения призабойной зоны пласта при работе газовой. С этой целью перфорируют нижнюю часть газонасыщенной толщины. Скважину эксплуатируют как несовершенную по степени вскрытия. В результате забойная зона скважины охлаждается. Исследуют газ на точку росы. При несоответствии пластовых условий условиям гидратообразования в верхнюю часть пласта закачивают воду с ингибитором, способствующим образованию гидратов.

В третьем подразделе рассмотрена возможность регулирования фильтрационных потоков путем использования ферромагнитных коллоидных растворов. Описаны способ получения растворов и их физические свойства.

Рассмотрена возможность использования магнитных жидкостей с целью повышения эффективности разработки.

В четвертом разделе проведен анализ техногенного воздействия на коллектор и фильтрующийся флюид, взаимосвязь гидродинамических процессов с состоянием флюидов при фильтрации.

В первом подразделе рассмотрены техногенные явления, сопутствующие процессу разработки нефтяного месторождения, с точки зрения причинно-следственных связей при гидродинамических воздействиях. Проведен анализ причин и описан механизм образования техногенных водонефтяных зон.

Во втором подразделе рассмотрено поведение многокомпонентной системы (пластовая нефть) при снижении давления в системе с учетом различия тепловой скорости компонентов, молекулярного веса в процессе фильтрации. Показан механизм дифференцированного движения компонентов, способствующий опережающему движению легких компонентов в фильтрационных потоках.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Получено численное решение функции профессора А. П. Телкова. Результаты численного решения затабулированы, обобщены. Рекомендуется использовать численные значения функции фильтрационного сопротивления при исследованиях скважин на неустановившихся режимах.

2. Исследована геометрия притока к горизонтальной скважине, обоснован радиус дренирования, получена эмпирическая формула для дебита.

3. Получено уравнение пьезопроводности для определения емкостных характеристик трещиновато-пористого пласта.

4. Получена формула экспертной оценки динамики добычи нефти при ограниченной изученности месторождения.

5. Обобщение экспериментальных данных исследований растворимости углеводородных смесей позволяет расширить диапазон определения

критических параметров, объяснить экстремум кривой растворимости сухого природного газа при высоких давлениях.

6. Исследования ферромагнитных коллоидных растворов позволяют рекомендовать их использование для целей регулирования фильтрационных потоков с помощью физических полей.

7. Обобщены: экспериментальные данные влияния фактора снижения (повышения) давления на свойства фильтрующихся флюидов предложен механизм объясняющий изменчивость физических свойств фильтрующейся системы явлением опережающего переноса легких компонентов углеводородов в фильтрационных потоках.

Рекомендовано использовать в практике:

- результаты численного решения функции профессора Телкова А. П. при обработке результатов исследования скважин на неустановившихся режимах с целью повышения точности определения параметров пласта;

- методику определения критических параметров газоконденсатных систем на основе экспериментальных данных PVT;

- методику определения деформации продуктивных пластов по изменению профиля наклонной скважины;

- способ определения давления насыщения нефти газом в пласте гидродинамическим методом.

Разработаны мероприятия по предотвращению отрицательных факторов снижения (повышения) давления на забое добывающей скважины:

- способ изоляции водопроявлений методом обратного конуса пластовой нефти;

- способ изоляции газопроявлений методом закупорки приствольного пространства газовой скважины газовыми гидратами.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Телков В.А., Каптелинин Н.Д., Леонов В.И., Смирнов В.М., Телков А.П. Аналитические решения для неустановившегося притока сжимаемой

жидкости и газа к несовершенной скважине в однородно-анизотропном пласте // Тез. докл. на XIII Научно-технической семинар по гидродинамическим методам исследований и контроля процессов разработки нефтяных месторождений (г. Полтава, 15–17 сентября 1976 г.) / – М., 1976. – С. 23.

2. Леонов В. И., Телков В.А., Каптелинин Н.Д. Сведение задачи неустановившегося притока сжимаемой жидкости (газа) к несовершенной скважине к решению уравнения пьезопроводности. Табулирование функций // Тез. докл. на XIII Научно-технической семинар по гидродинамическим методам исследований и контроля процессов разработки нефтяных месторождений (г. Полтава, 15 – 17 сентября 1976 г.) / – М., 1976. – С. 23 - 24.

3. Леонов В.И., Мозговой Б.И., Новопашин В.Ф., Ярышев Г.М. Расчет на ЭВМ потерь нефти от испарения по известной газонасыщенности// Проблемы нефти и газа Тюмени. НТС, вып., № 33, – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1977. – С. 33 – 34.

4. Леонов В. И., Телков В. А., Каптелинин Н. Д.. Некоторые результаты расчета депрессии и функции фильтрационного сопротивления для неустановившегося притока сжимаемой жидкости (газа) к несовершенной по степени вскрытия скважине//Проблемы нефти и газа в Тюмени. НТС, вып., 36 – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1977. –С. 50 - 54.

5. Леонов В.И., Бельшев В.С., Багров А.И., Фомичева Э.Я. Аналитический метод определения критических параметров газоконденсатных систем по экспериментальным данным PVT//Геология и разработка нефтяных месторождений Западной Сибири/Сб. тр., вып., 15, – Тюмень: СибНИИИП, 1979. –С. 108 – 113.

6. Касов А.С., Леонов В.И., Третьякова Т.К. Методика расчёта проницаемости при нестационарной фильтрации газа по схеме перетока// Геология и разработка нефтяных месторождений Западной Сибири/ В сб. тр., вып., № 15, – Тюмень: СибНИИИП, 1979. –С. 61 –71.

7. Леонов В.И., Телков В.А. Алгоритм расчета функции фильтрационного сопротивления и депрессии для неустановившегося притока сжимаемой жидкости (газа) к скважине несовершенной по степени вскрытия пласта//Вопросы разработки нефтяных и газовых месторождений/ Меж. вуз. темат. сб., – Тюмень: ТИИ, 1982. – С. 42 –50.

8. Леонов В.И. Сведение уравнений фильтрации однородной жидкости в трещиновато – пористых средах к уравнению пьезопроводности//Вопросы разработки нефтяных и газовых месторождений / Меж. вуз. темат. сб., – Тюмень: ТИИ, 1982. – С. 133 – 141.

9. Моисеев В.Д., Леонов В.И., Вашуркин А.И., Ложкин Г.В. Влияние давления на растворимость нефти в сухом углеводородном газе//Нефтяное хозяйство. – 1982, – № 8, – С. 33 –35.

10. Леонов В. И. Явление опережающего переноса легких компонент пластовой нефти в фильтрационных потоках // Тез. докл. 2 – ой зональной научно-технической конференции по комплексной программе Минвуза РСФСР «Нефть и газ Западной Сибири» – Тюмень: ТИИ, 1983. – С. 55.

11. А.с. 1038470 СССР, МКИ³ Е 21 В 43/32. Способ изоляции пластовых вод / Е. П. Ефремов, В. И. Леонов, К.С. Юсупов (СССР). - № 33070442/22-03; Заявлено 25.06.81; Оpubл. 30.08.83, Бюл. № 32.

12. А.с. 1059154 СССР, МКИ³ Е 21 В 47/00. Гидродинамический способ определения давления насыщения нефти газом / К.С. Юсупов, В.И. Леонов, Г.И. Серебренникова (СССР). - № 3430048/22-03; Заявлено 26.04.82; Оpubл. 07.12.83, Бюл. № 45.

13. А.с. 1121406 СССР, Способ определения деформации продуктивных пластов / В.П. Сонич, К.С. Юсупов, В.И. Леонов (СССР). - № 3511728/22-03; Заявлено 12.11.82; Оpubл. 30.10.84, Бюл. № 40.

14. А.с. 1150346 СССР, МКИ³ Е 21 В 43/00. Способ изоляции газопроявлений в нефтяных скважинах при разработки месторождений с

газовой шапкой / В.И. Леонов, К.С. Юсупов (СССР). – № 3307041/22-03; Заявлено 25.06.81; Опубл. 15.04.85, Бюл. № 14.

15. Леонов В.И., Юсупов К.С., Малышев А. Г. Способ изоляции газопроявлений в нефтяных скважинах//Проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений и интенсификация добычи углеводородного сырья (Тезисы докладов к областной научно–технической конференции) – Астрахань, 1989. – С. 39.

16. Леонов В.И. Образование нефтяного конуса в зоне подстилающей воды//Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири: Сб. науч. тр., вып. № 17, – Тюмень: «СибНИИНП», 1991. –С. 69 –71.

17. Леонов В.И. Техногенные процессы при разработке нефтяных месторождений// Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири/Сб. науч. труд., вып. № 17, – Тюмень,,: ОАО «СибНИИНП», 1991. – С. 72 –76.

18. Курамшин Р.М., Леонов В.И., Бяков А.В., Мулявин С.Ф. Методика, идентификация параметров и проблемы создания адресных постоянно действующих геолого-технических моделей // Нефтяное хозяйство, 1998, № 5, – С. 23 - 31.

19. Леонов В.И. Математическая модель на основе четырех параметров для экспертной оценки добычи нефти и жидкости//Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири: Сб. науч. труд. - Тюмень: ОАО «СибНИИНП», 1998. – С. 33 – 41.

20. Курамшин Р.М., Леонов В.И., Мулявин С.Ф., Бяков А.В. Ферромагнитные коллоидные растворы как средство управления фильтрационными потоками и повышения коэффициента нефтеизвлечения// Разработки и геология, часть II. Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. (Доклады на научно-практической конференции, посвященной 25–летию СибНИИНП 16–17 февраля 2000): Сб. науч. труд.,– Тюмень: ОАО «СибНИИНП»,2000. –С. 90 – 95.

21. Пат. 2167726 РФ, Е 21 43/20. Способ разработки нефтяного месторождения / В.И. Леонов, Р.М. Курамшин, С.Ф. Мулявин, В.А. Бяков (Россия).- № 2000112123/03; Заявлено 15.05.2000; Оpubл. 20.05.2001, Бюл. № 14.

22. Леонов В.И., Жулин М. А. Использование нефтяного конуса при эксплуатации залежи с подошвенной водой//Проблемы нефтяной промышленности Западной Сибири. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Повышение нефтеотдачи пластов. (Доклады на XII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов 12 – 15 марта 2001 г.), часть II: – Тюмень: ОАО «СибНИИ НП», 2001. – С.176 – 185.

23. Леонов В.И., Мулявин С.Ф., Бяков А. В. Эмпирическая формула вычисления дебита горизонтальной скважины//Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности в Западной Сибири: Сб. науч. тр., – Тюмень: ОАО «СибНИИ НП», 2002. –С. 36 – 43.

24. Пат. 2225941 РФ, Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяной залежи / С. Ф. Мулявин, Р. И. Медведский, В. И. Леонов, А. В. Бяков (Россия). - № 2002123265/03; Заявлено 29.08.2002; Оpubл. 20.03.2004, Бюл. № 8.

25. Леонов В. И. Дифференцированный поток углеводородов в пласте при фильтрации нефти//Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири: Сб. науч. тр., – Тюмень: СибНИИ НП, 2004. – С. 21 - 33.

Соискатель

В. И. Леонов

Подписано к печати _____

Заказ №

Формат 60x84 ¹/16

Отпечатано на RISO GR 3750

Бум. писч. № 1

Уч. – изд. л.

Усл. печ. л.

Тираж 100 экз

Издательство «Нефтегазовый университет»

Государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»

625000, Тюмень, ул. Володарского, 38

Отдел оперативной полиграфии издательства «Нефтегазовый университет»
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52