

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, Д. В. Новоселов

СОВРЕМЕННЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

*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»*

Тюмень
ТюмГНГУ
2013

УДК 622.279.23
ББК 550.8
Я 27

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор С. К. Сохошко
кандидат геолого-минералогических наук, доцент О. М. Вельтистова

Ягафаров, А. К.

Я27 Современные геофизические и гидродинамические исследования нефтяных и газовых скважин : учебное пособие / А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, Д. В. Новосёлов. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. — 140 с.

ISBN 978-5-9961-0633-2

В учебном пособии приведены основные сведения о научных основах и проблемах разработки месторождений нефти и газа в России. Даны основные понятия о неустановившемся притоке жидкости и газа к несовершенной скважине по двухзонной схеме, о влиянии анизотропии пласта на производительность скважин с горизонтальным окончанием. Рассмотрены цели, комплекс ГИС при строительстве и эксплуатации глубоких скважин и технологии геофизических исследований в горизонтальных скважинах. Обоснованы цели и задачи гидродинамических исследований различных категорий скважин, в т.ч. и горизонтальных. В работе даны понятия о системообразующей интерпретации и динамическом анализе при моделировании нефтегазовых залежей. Приведены методы ГИС-контроля за разработкой месторождений углеводородов.

Пособие предназначено для студентов направления 130500 «Нефтегазовое дело», а также для слушателей курсов повышения квалификации по специальностям 130304 «Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений», 130201 «Геофизические методы исследования скважин, 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» и 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.279.23
ББК 550.8

ISBN 978-5-9961-0633-2

© Федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего
профессионального образования
«Тюменский государственный
нефтегазовый университет», 2013

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большинство крупных нефтяных и газовых месторождений России находятся на поздней стадии разработки. Для достигнутого уровня добычи применяются различные геолого-технические мероприятия, например, уплотнение сетки скважин без изменения системы разработки.

В связи с этим наибольшую актуальность приобретают геофизические и гидродинамические исследования вновь пробуренных скважин, также методы ГИС-контроля при разработке месторождений.

Данное учебное пособие посвящено геофизическим и гидродинамическим методам исследования нефтяных и газовых скважин, а также методам ГИС-контроля (комплексирование методов) за разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Рассмотрены основные проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений, особенности неустановившейся фильтрации несжимаемой жидкости и газа к несовершенной скважине.

Приведены теоретические основы геофизических и гидродинамических методов исследований глубоких скважин с горизонтальным окончанием. На конкретных примерах по месторождениям Западной Сибири показаны расчёты по определению дебитов нефти и газа, оптимальной длины горизонтального участка добывающих скважин.

Основываясь на современных тенденциях развития вышеуказанных исследований, в работе приведены комплексы мероприятий по системообразующей интерпретации и динамическому анализу при моделировании нефтегазовых месторождений.

Приведены основные сведения по промыслово-геофизическому и гидродинамическому системному контролю за разработкой месторождений (методы ГИС и ГДИС, комплексные методы, технологии, инструментальное обеспечение), а также пример комплексного решения проблемы ГИС-контроль на предприятиях ОАО «Газпромнефть».

1. СОВРЕМЕННЫЕ НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ И ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разработка нефтяных месторождений является исключительно сложным технологическим процессом. Теория разработки месторождений основывается на как на фундаментальных исследованиях в области геологии, физики, химии, математики так и на прикладных науках. В первую очередь, это предполагает знание геологических процессов как в конкретной нефтегазоносной области, так и региона в целом, физики нефтегазовых пластов в залежи, их строения, физико химических процессов происходящих в залежи при выработки запасов из продуктивных пластов.

Современная научная технология разработки нефтяных и газовых месторождений базируется на всестороннем и детальном изучении свойств продуктивных пластов и содержащихся в них жидкостей и газов, а также изучении сложных процессов, происходящих в пластах при их эксплуатации.

Исследование месторождений начинается с момента их открытия и продолжается до полной выработки извлекаемых запасов нефти и газа. Получаемая информация используется для проектирования, контроля и регулирования систем разработки месторождений, что обеспечивает необходимые темпы и степень выработки запасов при минимальных затратах.

Первичные данные о строении залежи, характере, степени насыщения пластов углеводородами, физико – литологической характеристике продуктивной части разреза специалисты получают в процессе проведения геологоразведочных работ. Все эти данные сосредотачиваются в отчётах по подсчёту запасов и используются при составлении технологических схем разработки нефтегазовых месторождений. И если главной задачей на этапе геологоразведочных работ является обоснование основных подсчётных параметров продуктивных пластов и свойств углеводородов, то на стадии разработки месторождений основной задачей является полнота извлечения нефти, газа и конденсата из недр.

Но при этом возникает целый ряд проблем, которые не разрешены до сих пор [1]. Превалирующей проблемой влияющей на процесс разработки является геологический фактор. Недоучёт этого фактора (в основном это неоднородность пластов) при подготовке месторождения к разработке приводит к тому, что значительная часть нагнетательных скважин не попадает в продуктивные пласты. Решением сложнейшей проблемы – связи плотности сетки скважин и нефтеотдачей пластов занимаются многие учёные. Особую актуальность эта проблема приобретает в настоящее время при разработке пластов с пониженными фильтрационными параметрами.

По имеющимся данным запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах составляют до 60% от общего объёма запасов [1]. Единого мнения по вопросу плотности сетки скважин нет. Ввиду многообразия геологических особенностей месторождений найти ответ на вопрос оптимального расположения скважин – это исключительно сложная задача [2]. Данная проблема тесно связана также и с эффективностью методов увеличения нефтеотдачи пластов, которая в свою очередь, в настоящее время решается конкретно по отдельно взятому месторождению или нефтегазоносному району. То же самое относится и к проблеме определения оптимальных темпов отбора нефти. Следующей проблемой, которая оказывает отрицательное влияние на второй и последующие стадии разработки месторождений является «увлечение» фонтанным способом разработки и получением «дешёвой» нефти. Реализация этого способа в течение длительного периода времени в итоге приводит к отставанию систем подготовки нефти, обустройства месторождений, а следовательно и к потере объёмов добычи нефти в будущем. Все эти поднятые вопросы относятся к решению одной большой проблемы – повышению коэффициента нефтеотдачи. Ни в коем случае нельзя списывать со счетов проблемы обустройства месторождений и социальной инфраструктуры.

2. НЕУСТАНОВИВШИЙСЯ ПРИТОК ЖИДКОСТИ И ГАЗА К НЕСОВЕРШЕННОЙ СКВАЖИНЕ ПО ДВУХЗОННОЙ СХЕМЕ

2.1. Приток малосжимаемой жидкости к горизонтальному стволу

Используя известную аппроксимацию, предложенную Ю.П. Борисовым [3], Р.Супрунович и Р.Батлер [4] решали плоскую задачу фильтрации жидкости.

На основе приведенных решений предложен метод построения уравнений нестационарного притока упругой жидкости к горизонтальному стволу, который заключается в следующем. Для зоны I пространственного притока используют решения, полученные для установившегося движения. Для внешней зоны II используют решения, для притока жидкости к трещине образованной в результате гидравлического разрыва пласта. Комбинация решений дает искомое уравнение для притока к горизонтальному стволу.

При этом за основу принимается формула для расчёта удельного расхода горизонтальной скважины – трещины:

$$P_0 - \bar{P}_c = \frac{2q_0(t)\mu}{\pi^2 K} (J_1^* + J_2^*), \quad (2.1)$$

где J_1^* и J_2^* фильтрационные сопротивления; $q_0(t)$ – расход жидкости в конкретное время притока.

2.2. Решения некоторых задач установившейся изотермической фильтрации, связанных с использованием горизонтальных стволов в газовых скважинах

В настоящее время горизонтальные скважины нашли широкое применение при разработке низкопроницаемых пластов газовых и газоконденсатных месторождений на суше и на море, нефтегазовых месторождений с подошвенной водой, эксплуатации подземных газохранилищ (ПГХ), а также при необходимости использования сайклинг-процесса. При этом требуется решение таких сложных задач, как определение производительности скважин и забойных давлений в условиях анизотропного пласта, оптимального местоположения скважин и протяженности горизонтального ствола, а также получение достоверной информации о геологофизических параметрах пласта и эффективности воздействия на прискважинную зону.

Основные трудности аналитических решений задач притока к горизонтальным скважинам связаны с нелинейной зависимостью между градиентом давления и скоростью фильтрации, а также с определением потерь на трение при движении газа и газоконденсатной смеси в горизонтальном стволе, особенно при значительных дебитах и большой длине ствола. Аналитических решений задач фильтрации газа к горизонтальным стволам весьма ограничено.

Однако при умеренных дебитах и достаточной протяженности горизонтального ствола скорости фильтрации будут существенно меньше по сравнению с притоком к вертикальному стволу при равных прочих условиях. В этих случаях, в первом приближении для фильтрации реального газа можно принять линейный закон фильтрации.

2.3. Установившийся приток реального газа к горизонтальной скважине по линейному закону фильтрации

В соответствии с аналогией фильтрации несжимаемой жидкости и реального газа известные решения для фильтрации несжимаемой жидкости легко преобразуются для фильтрации газа. Для этого необходимо объемный

расход заменить весовым G , а отношение $\frac{P}{\mu(P, T)}$ – обобщенной функцией Лейбензона

$$P^* = \int \frac{\gamma(P, T)}{\mu(P, T)} dP + \text{const} \quad (2.2)$$

С учетом уравнения газового состояния

$$\gamma(P, T) = \gamma_{\text{ст}} \alpha \frac{P}{Z(P, T)}; \quad \alpha = \frac{Z_{\text{ст}} T_{\text{ст}}}{P_{\text{ст}} T_{\text{пл}}}, \quad (2.3)$$

функция (2.2) принимает следующий вид:

$$P^* = \gamma_{\text{ст}} \alpha \int \frac{P}{\mu(P, T) Z(P, T)} dP + \text{const}, \quad (2.4)$$

где P – давление;

γ – удельный вес газа;

μ – коэффициент абсолютной вязкости;

$T_{\text{пл}}$ – пластовая температура газа;

Z – коэффициент сверхсжимаемости газа;

ст – символ, означающий стандартные условия.

Интеграл (2.4) рассчитывается численным способом. Усредняя параметры $\mu(P, T) \approx \tilde{\mu}$ и $Z(P, T) \approx \tilde{Z}$ и применяя их к функции (2.4) для преобразования, например, формулы притока нефти к горизонтальной скважине, получаем формулу дебита горизонтальной газовой скважины:

$$Q = \frac{\alpha \pi^2 K L}{4 \tilde{\mu} \tilde{Z}} \frac{P_0^2 - P_c^2}{J_1 + J_2}. \quad (2.5)$$

2.4. Приближенное аналитическое решение Алиева-Шеремета задачи притока реального газа к горизонтальной скважине по нелинейному закону фильтрации

Двухзонная схема притока. Рассматривается работа горизонтальной скважины, эксплуатирующей полосообразный пласт, схематично показанной на рисунке 2.1. В точной постановке решение такой задачи сопряжено с большими трудностями. Поэтому использованы некоторые упрощающие предположения, практически, не искажающие физический смысл процесса фильтрации газа при нелинейном законе к горизонтальной скважине. Для этого истинная область фильтрации газа заменена такой фиктивной областью, в которой суммарное сопротивление пласта эквивалентно истинному фильтрационному сопротивлению.

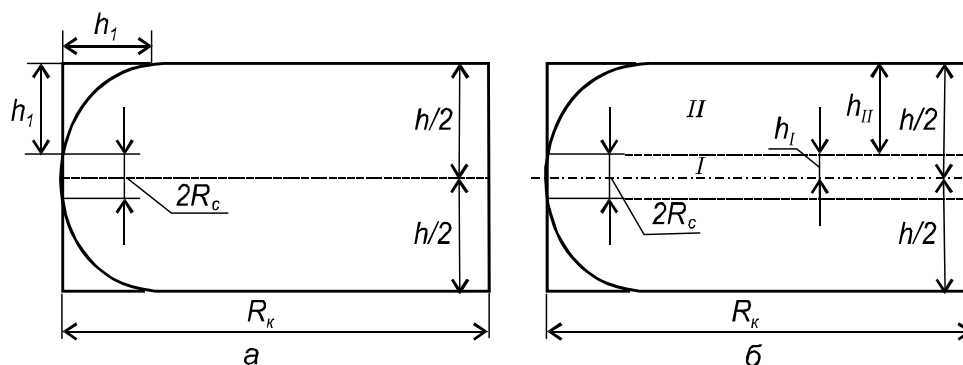


Рис. 2.1. Схема притока газа к горизонтальной скважине
(по Алиеву и Шеремету)

При этом схема притока газа к горизонтальной скважине делится на две зоны: в первой зоне (рисунке 2.1а) на расстоянии $h_1 \leq x \leq R_k$, где $h_1 = \frac{h}{2} - R_c$ – фильтрация газа принимается плоскопараллельной; во второй зоне $0 \leq x \leq h_I$, естественная толщина пласта заменяется фиктивной

переменной толщиной, а скважина – галереей высотой $2R_c$. Принятый характер изменения $h(x)$ во второй области описывается формулой:

$$h(x) = \alpha + \beta x^{0,5}, \quad (2.6)$$

где α и β – постоянные коэффициенты, определяемые из граничных условий.

Для случая, когда ствол скважины симметрично расположен по отношению к кровле и подошве пласта, эти коэффициенты могут быть определены для четверти показанной схемы задачи, исходя из условий:

$$x = 0 \text{ при } h = R_c; \quad x = h_1 \text{ при } h = R_c + h_1;$$

тогда коэффициенты равны: $\alpha = R_c$; $\beta = h_1^{0,5}$ и, следовательно,

$$h(x) = R_c + (h_1 x)^{0,5}. \quad (2.7)$$

Для принятой схемы в первой зоне зависимость между градиентом давления и скоростью фильтрации имеет вид:

$$\frac{dP}{dx} = \frac{\mu z P_{ат} T_{пл}}{k P T_{ст} 4L} \frac{Q^*}{(\alpha + \beta x^{0,5})} + \frac{\rho_{ат} P_{ат} z T_{пл}}{16 l L^2 T_{ст} P} \frac{Q^{*2}}{(\alpha + \beta x^{0,5})^2}, \quad (2.8)$$

где μ, z – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа;
 k – коэффициент проницаемости;
 $\rho_{ат}$ – плотность газа при стандартных условиях;
 l – коэффициент макрошероховатости;
 $T_{пл}, T_{ст}$ – соответственно пластовая и стандартная температура.

Для второй зоны, где происходит плоскопараллельное движение газа, связь между давлением и дебитом представлена в виде следующего выражения:

$$p_{пл}^2 - p^2 = \frac{2A^*}{L} \frac{R_k + h_1}{R_c + h_1} Q^* + \frac{2B^*}{L^2} \frac{R_k - h_1}{(R_c + h_1)^2} Q^{*2}. \quad (2.9)$$

Из уравнений (2.8) и (2.9) получаем связь между давлением и дебитом Q^* для всей зоны и после некоторых преобразований получаем расчетную формулу:

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = \frac{A^*}{2L} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_c + h_1} \right] Q +$$

$$+ \frac{B^*}{8L^2} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right] Q^2. \quad (2.10)$$

С учетом рассчитанных сопротивлений получают формулу для определения дебита горизонтальной скважины вскрывшей изотропный пласт и симметрично расположенной по отношению к его кровле и подошве

$$Q = -\frac{A}{2B} + \frac{\sqrt{A^2 + 4B(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)}}{2B}. \quad (2.11)$$

Формула (2.11) не учитывает сопротивления ствола скважины при движении потока газа по стволу. При больших длинах горизонтальной части ствола и дебитах газа потери давления в стволе скважины могут оказать очень сильное влияние на ее дебит.

2.5. Влияние анизотропии пласта на производительность скважин с горизонтальным окончанием

Теперь рассмотрим влияние анизотропии пласта на производительность горизонтальных газовых скважин. Принимаем что, коэффициент анизотропии

$$\alpha = \left(\frac{k_B}{k_T} \right)^{0,5}, \quad (2.12)$$

пропорционально изменяет газонасыщенную толщину пласта. Тогда, задача, решенная для изотропного пласта, с учетом анизотропии, будет иметь следующий вид [5,6]:

$$Q = -\frac{A_1}{2B_1} + \frac{\sqrt{A_1^2 + 4B_1(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)}}{2B_1}, \quad (2.13)$$

где

$$A_1 = \frac{A^*}{2L} \left[\frac{2}{\alpha h_1} \left(\alpha h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + \alpha h_1} \right) + \frac{R_k - \alpha h_1}{R_c + \alpha h_1} \right];$$

$$B_1 = \frac{B^*}{8L^2} \left[\frac{2}{\alpha h_1} \left(\ln \frac{R_c + \alpha h_1}{R_c} - \frac{\alpha h_1}{R_c + \alpha h_1} \right) - \frac{R_k - \alpha h_1}{(R_c + \alpha h_1)^2} \right]. \quad (2.14)$$

Анализ формулы (2.14) показывает, что с уменьшением параметра анизотропии дебит скважины существенно снижается, а при стремлении α к нулю коэффициенты A_1 и B_1 принимают вид:

$$A_1 = \frac{A^*}{2L} \frac{R_k}{R_c}; \quad B_1 = \frac{B^*}{8L^2} \frac{R_k}{R_c^2}, \quad (2.15)$$

а с увеличением длины горизонтальной части ствола скважины дебит газа линейно растет. Влияние параметра анизотропии на производительность горизонтальной скважины связано с принятым условием задачи. Как было отмечено, при решении задачи допускалось, что истинная газонасыщенная толщина пласта заменяется эквивалентной толщиной, линейно снижающейся с уменьшением величины параметра анизотропии. Поэтому зависимость дебита от параметра анизотропии близка к линейной.

3. ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

3.1. Основные задачи, решаемые при строительстве скважин

В открытом стволе вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин при поисковом, разведочном, эксплуатационном и технологическом бурении решаются следующие основные геологические и технологические задачи:

- литологическое и стратиграфическое расчленение и корреляция разреза;
- выделение в разрезе скважин коллекторов всех типов и определение их параметров;
- разделение коллекторов на продуктивные и водоносные, а продуктивных коллекторов на газо- и нефтеносные;
- определение положений межфлюидных контактов, наличия и характеристик переходных зон, эффективных газо- и нефтеносных толщин;
- определение коэффициентов пористости, газо- и нефтенасыщенности, проницаемости, вытеснения;
- определение пластовых давлений и температур;
- определение неоднородности пластов;
- прогнозирование потенциальных дебитов;
- прогнозирование геологического разреза в околоскважинном и межскважинном пространстве;
- определение пространственного положения ствола скважины, соответствия траектории ствола проекту;
- определение геометрии сечения ствола, выделение желобов, каверн, сальников, мест выпучивания и течения глин, прогнозирование прихватоопасных зон;
- выявление зон флюидопроявлений и поглощений.

Выбор наиболее рационального комплекса методов исследований в целях достижения наибольшей информативности и экономической эффективности исследований производится в тесном взаимодействии с Геологическими службами Заказчиков. Целесообразность комплекса определяется, в первую очередь, особенностями геологического строения разреза, назначением скважины, её конструктивными особенностями, свойствами буровых растворов и промывочных жидкостей, используемых в процессе строительства скважины.

Например, ООО «Газпромгеофизика» обладает широким спектром сертифицированной цифровой скважинной аппаратуры в модульном исполнении, современными регистрирующими комплексами ведущих российских производителей.

Для исследований скважин с горизонтальным окончанием ствола и скважин со значительными углами наклона для доставки скважинных приборов применяется технология «жесткого» кабеля, а также автономные аппаратурно-методические комплексы, спускаемые на бурильных трубах.

Обработка полученных геофизических данных производится в интерпретационных центрах производственных подразделений.

Для обеспечения оперативности интерпретационных работ применяются средства электронной и спутниковой связи.

3.2. Комплексы промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин

Геофизическое оборудование включает в себя следующее.

- ***Аппаратура электрических и электромагнитных методов исследований скважин.*** Позволяет определить удельное электрическое сопротивление горных пород, окружающих скважину, а также потенциалы самопроизвольной поляризации пород.

- ***Аппаратура радиоактивных методов исследования скважин.*** Позволяет определить естественную и наведённую радиактивность горных пород.

- ***Аппаратура акустических методов исследования скважин.*** Аппаратура предназначена для литологического расчленения пород, выделения проницаемых интервалов, определения структуры порового пространства. Аппаратура обеспечивает регистрацию акустических волновых полей, возбужденных монопольным или дипольными излучателями. Область применения аппаратуры – исследование методом волнового-акустического каротажа в бурящихся и обсаженных скважинах.

- ***Аппаратура ядерно-магнитных методов исследования скважин.*** Применяется для определения толщины и эффективной пористости коллекторов, для исследования бурящихся скважин, с помощью наблюдения сигналов ядерной индукции от свободного флюида в пласте в магнитном поле Земли.

- ***Аппаратура контроля технического состояния ствола скважин.*** Предназначена для измерения зенитного угла, азимута географического, угла установки отклонителя бурильного инструмента с целью определения положения оси ствола нефтегазовых и других скважин при их бурении и контрольных проверках.

- ***Аппаратура контроля качества цементирования скважин.*** Предназначена для определения качества цементирования обсадных колонн в скважинах.

- ***Оборудование и аппаратура испытания пластов, отбора проб, пластовых флюидов и образцов пород.*** Предназначено для отбора

образцов горных пород из стенок необсаженных нефтяных и газовых скважин с целью определения литологии, стратиграфии, коллекторских свойств и их нефте-газо-водосодержания.

- **Оборудование и аппаратура геофизических исследований скважин при контроле за разработкой месторождений.** Оборудование предназначено для исследования эксплуатационных характеристик скважины, определения: отдающих и поглощающих интервалов, профиля притока и приемистости, давления, температурного режима, интервалов обводнения, интервалов негерметичности обсадной колонны, НКТ и затрубного пространства. Контроль за работой технического оборудования включает в себя определение глубины установки оборудования, уровня жидкости, нахождения НКТ и пакеров.

- **Оборудование и аппаратура геонавигации и геофизических исследований в процессе бурения.** К этому оборудованию относятся гамма-каротажные блоки, инклинометры, гироскопические инклинометры.

- **Оборудование и аппаратура геофизических исследований сильно наклонных и горизонтальных скважин (автономная аппаратура).**

- **Оборудование для прострелочно-взрывных работ.** Предназначено для привязки интервала перфорации к геологическому разрезу скважины и собственно проведения перфорации, как вида вторичного вскрытия пласта, для обеспечения гидродинамической связи пласта со стволом скважины.

- **Оборудование и аппаратура наземных видов геофизических исследований (ГТИ с газовым каротажем, контроль процесса цементирования).**

- **Каротажные станции, подъемники и лаборатории (самоходные, вертолетные).**

- **Установки поверочные, калибровочные и оборудование метрологического обеспечения скважинной аппаратуры.**

- **Геофизический кабель.**

- **Программное обеспечение обработки и интерпретации результатов геофизических и гидродинамических исследований скважин.**

- **Комплексная скважинная аппаратура для горизонтальных скважин КСАТ-ГР.43-120/80.**

Геофизическая аппаратура предназначена для исследования горизонтальных эксплуатационных скважин при строительстве и контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений. Передача информации осуществляется через одножильный кабель в цифровом коде в формате КСАТ.

Область применения:

- измерение температуры; определение температурных аномалий; измерение давления; измерение удельной электрической проводимости (УЭП) жидкости;

- измерение мощности экспозиционной дозы гамма-излучения; измерение расхода жидкости; определение среднего диаметра колонны; индикация притока; определение мест негерметичности колонны; определение интервалов притока флюида в скважину; исследование состава скважинной жидкости по сечению ствола скважины; определение положения муфтовых соединений насосно-компрессорных и обсадных труб; определение интервалов перфорации;
- привязка измеряемых параметров по глубине; индикация зенитного угла оси скважины; индикация угла поворота модуля вокруг собственной оси.

• **Комплекс АМАК «ОБЬ».** Бескабельный технологический комплекс АМАК «Обь» предназначен проведения ГИС на бурильном инструменте в открытом стволе круто наклонных и горизонтальных скважин с записью информации в твердую память, без применения бронированного геофизического кабеля. Область применения комплекса – эксплуатационные нефтяные и газовые скважины с наклонными (свыше 55°) и горизонтальными окончаниями, диаметром 190, 215,9 и 243 мм, глубиной до 6000 м, радиусом искривления более 60 м, бурящиеся с применением бурильных труб с внутренним диаметром не менее 95 мм. Комплекс должен эксплуатироваться совместно со станцией ГТИ «Разрез-2» и состоит из отдельных модулей, обеспечивающих промыслово-геофизические исследования методами: инклинометрии, ПС, ГК, 2ННК-Т, ВИКИЗ. Рабочие условия применения для скважинных модулей комплекса (стеклопластикового электропрозрачного контейнера и переводника):

- рабочая среда – пластовая вода, промывочная жидкость, буровой раствор, нефть;
- температура рабочей среды от 0° до 120 °С; гидростатическое давление до 120 МПа и регламентируется характеристиками применяемых скважинных приборов.

• **Технологический комплекс «ГОРИЗОНТАЛЬ-1.** Технологический комплекс «Горизонталь-1» предназначен для доставки скважинных приборов на забой горизонтальных и круто наклоненных стволов скважин, их протяжки по исследуемому интервалу, передачи информации на поверхность по бронированному геофизическому кабелю и привязки измерений к исследуемому интервалу при проведении промыслово-геофизических исследований.

Область применения комплекса – эксплуатационные нефтяные и газовые скважины с горизонтальными и круто наклоненными продолжениями, диаметром более 200 мм, глубиной до 6000 м, радиусом искривления более 60 м, бурящиеся с применением бурильных труб с внутренним диаметром не менее 95 мм.

Комплекс должен эксплуатироваться совместно с каротажной станцией любого типа, подъемником с трехжильным кабелем диаметром

10,1-10,5 мм и комплексом скважинных приборов диаметром до 90 мм и длиной до 24 м, обеспечивающих промыслово-геофизические исследования методами инклинометрии, ПС, ИК, ГК, ННК-Т, ВИКИЗ.

Рабочие условия применения для скважинной части комплекса (стеклопластикового электропрозрачного контейнера и переводника):

- рабочая среда - пластовая вода, промывочная жидкость, буровой раствор, нефть, газ;
- температура рабочей среды от 0 до 120°C;
- гидростатическое давление до 120 МПа и регламентируется характеристиками применяемых скважинных приборов.

Технические данные комплекса «Горизонталь-1»:

- грузоподъемность жимка переводника кабеля не менее 5т;
- разрывное усилие кабеля не менее 6 т;
- осевая растягивающая нагрузка на защитный контейнер не менее 300кг;
- внутренний диаметр переходника 90мм;
- диаметр контейнера 100мм.

Полный срок службы стеклопластикового контейнера до списания не менее 5 лет или не менее 200 операций*при этом под операцией следует понимать один спуск-подъем оборудования для проведения исследований.

• **Устройство и работа комплекса «Горизонталь-1».** Комплекс состоит из скважинного и устьевого оборудования. К скважинному оборудованию относятся: стеклопластиковый контейнер, разрезной переводник и охранный кожух. К устьевому оборудованию- подвеска верхнего ролика, устройства стабилизации натяжения кабеля.

Работа комплекса заключается:

- в доставке на бурильных трубах стеклопластикового контейнера, «прозрачного» для различных геофизических исследований скважин и скважинного прибора, размещенного в нем, на забой горизонтального ствола скважины.
- в обеспечении электрической связи «забой-устье» с целью подачи питания на скважинный прибор и передачи информации от него на поверхность с применением геофизического кабеля.
- в проведении геофизических исследований горизонтального ствола скважин путем протяжки скважинного прибора вместе с контейнером по исследуемому интервалу с определенной скоростью, которая зависит от типа применяемого скважинного прибора и технических возможностей буровой установки.

Сборка модулей «Горизонталь-1» для спуска и подъема из скважины производится в соответствии с действующим Регламентом на проведение промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин комплексом «Горизонталь-1», в частности, на месторождениях ОАО «Сургут-нефтегаз».

3.3. Геофизические исследования в горизонтальных скважинах механизированного фонда

В России при исследованиях в эксплуатационных горизонтальных скважинах (ГС) используются, в основном, следующие средства доставки приборов к забоям скважин: гибкие трубы (coiled tubing), жесткий геофизический кабель (ЖГК) и технологический комплекс «Латераль». В небольшом количестве скважин со сложными профилями ствола и большими длинами условно горизонтальных участков применяются также тракторы (well tractor). Например, тракторы компании Welltec применяются при исследованиях горизонтальных скважин Ванкорского месторождения. Отметим, что технологический комплекс «Латераль» и ЖГК являются Российскими разработками и применяются только на территории России [6,7].

Как показывает опыт исследований в скважинах месторождений различных регионов, в России широко применяется технологический комплекс (ТК) «Латераль», который обеспечивает доставку к забоям горизонтальных скважин геофизических приборов и аппаратов независимо от их массы и длины. Вызвано это тем, что использование гибких труб имеет высокую стоимость, а жесткий геофизический кабель не гарантирует доставку приборов к забоям скважин. Кроме того, указанный кабель имеет свойство сохранять остаточную деформацию, вызванную намоткой на барабан лебедки каротажного подъемника (станции). Это приводит к чередующимся с неравномерным движением остановкам приборов в стволе скважины при выполнении измерений. В итоге, при интерпретации полученных данных каротажа, возникают большие трудности в увязке глубин и, что самое главное, все это приводит к ошибочным выводам при интерпретации каротажных диаграмм, зарегистрированных за несколько спусков и подъемов в условиях быстро меняющихся динамических процессов при возбуждении (освоении) эксплуатационных скважин. Следует отметить, что жесткий кабель обеспечивает успешную доставку стандартных скважинных приборов к забоям сильно пологих скважин, значения зенитных углов в которых не превышают 70–75 градусов [6].

Комплекс «Латераль» разработан в ОАО «Пермнефтегеофизика» и позволяет выполнять геофизические исследования, как в бурящихся, так и в эксплуатационных ГС при помощи насосно-компрессорных труб (НКТ) малого диаметра (33 мм). Сборка и спуск НКТ производится по стандартным технологиям.

Схема работы технологического комплекса будет продемонстрирована на небольшом видео. Электрическая связь с предварительно спущенным в скважину на трубах прибором выполняется при помощи закрепленного на геофизическом кабеле специального устройства осуществления электрической связи («мокрый контакт»), крепление колонны НКТ к геофизическому кабелю производится при помощи кабельного зажима [5].

В настоящее время практически во всех бурящихся ГС Пермского края исследования производятся при помощи ТК «Латераль», который обеспечивает выполнение полноценного комплекса ГИС и решение геологических задач при бурении и эксплуатации скважин. Отметим, что указанным комплексом исследования выполняются также и в скважинах, продуктивные пласты в которых вскрываются на депрессии. Для обеспечения герметизации устья во время проведения ГИС разработано специальное оборудование, которое позволяет проводить герметизацию геофизического кабеля и труб малого диаметра, а также их принудительный спуск и подъем при наличии давления на устье скважины до 35 МПа [8].

С целью проведения мониторинга разработки на месторождениях Пермского края применяется технология предварительного спуска геофизических приборов под глубинный насос, что позволяет значительно расширить возможности получения информации при геофизических и гидродинамических исследованиях [6]. Технология предоставляет возможность производить геофизические работы в скважинах, оборудованных электроцентробежными (ЭЦН) и штанговыми (СШН) глубинными насосами. Основными особенностями технологии предварительного спуска приборов под ЭЦН (СШН), как показано на рисунке 3.1, являются оборудование устья скважины эксцентричной планшайбой, с установленным на ней дополнительным сальниковым вводом для герметизации геофизического кабеля и смещение компоновки насоса и насосно-компрессорных труб (НКТ) к стенке обсадной колонны. Смещение производится при помощи установки на НКТ специальных децентраторов, обеспечивающих защиту геофизического кабеля от механических повреждений и свободное перемещение глубинного прибора от забоя до приема насоса.

Приборы, как правило, опускаются в скважины на весь межремонтный период (год и более). Кабель с барабана лебедки выматывается на устье скважины и подключается к наземному блоку регистрации. Информация в промежутках между измерениями производится в автоматическом режиме. Для регистрации данных геофизических измерений в функции глубины, т.е. для производства исследований в скважине ниже приема глубинного насоса (определение работающих интервалов и межпластовых перетоков, мест поступления воды и др.), находящаяся на поверхности часть геофизического кабеля повторно наматывается на барабан каротажной станции.

Специфика задач, возникающих при исследовании горизонтальных стволов эксплуатационных скважин, главным образом обусловлена гравитационным разделением фаз движущегося по стволу скважины флюида. При этом в каждом сечении ствола скважины могут находиться одновременно нефть и вода (а в общем случае ещё и газ), скорость потока флюидов дифференцирована по высоте каждого сечения. Регистрация параметров большинством отечественных приборов производится только в одной точке этого сечения.

В качестве одного из таких технологических приемов, авторами было предложено выполнять исследования в эксплуатационных горизонтальных скважинах посредством предварительного спуска технологического комплекса «Латераль» под ЭЦН (рисунок 3.2). Реализация технологии исследований изложена выше и отличается только длиной находящейся под насосом подвески, в первом случае это прибор, во втором – прибор с комплектом труб расчетной длины.

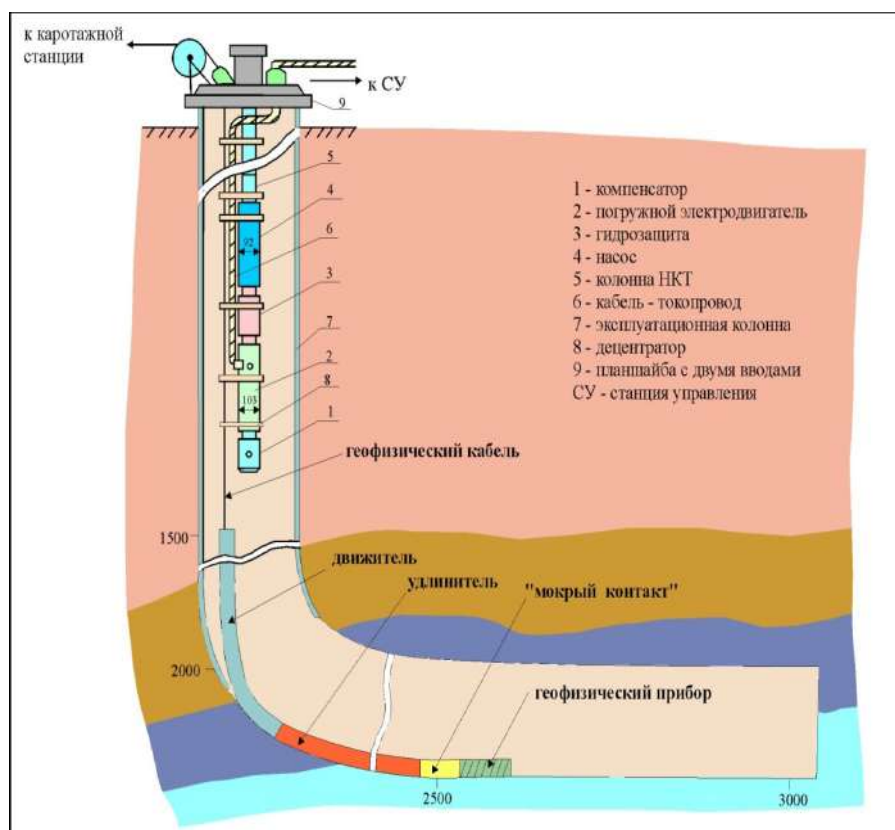


Рис. 3.2. Схема исследований в горизонтальных скважинах, эксплуатируемых ЭЦН

Реализация такой технологии позволяет проводить измерения при выводе скважин на заданный режим эксплуатации, притом, посредством смены штуцеров и изменения количества оборотов вращения электродвигателя насоса, можно менять условия извлечения флюида за счет изменения депрессии на продуктивные интервалы. Это позволяет произвести выбор оптимального режима эксплуатации скважины, провести также гидродинамические исследования, а при наличии источников поступления воды и заколонных перетоков, определить их места. Геофизические исследования по изложенной выше технологии выполняются, как правило, в скважинах, в которых невозможно решить поставленную задачу посредством использования традиционных технологий, в том числе с применением ТК «Латераль» при возбуждении скважины компрессированием.

К примеру, по одной из скважин юга Пермского края с текущим дебитом порядка $150 \text{ м}^3/\text{сутки}$, из которых 85% составляет вода, необходимо

было решить задачу по определению источника поступления воды. Отметим, что в начальный период эксплуатации скважина работала чистой нефтью с дебитом 130 м³/сутки. Выполненные исследования при помощи технологического комплекса «Латераль» с возбуждением скважины компрессором не позволили однозначно определить источник обводнения по причине невозможности вывода скважины на установившийся режим работы на период времени, необходимый для производства измерений.

При производстве ГИС по технологии предварительного спуска ТК «Латераль» под ЭЦН скважина была запущена в работу при помощи насоса и выведена на установившийся режим работы, т. е. режим, когда забойное давление изменялось не более чем 0,05 МПа в течение суток. На заданном режиме от забоя до приема насоса была проведена серия измерений, после чего посредством изменения направления вращения погружного электродвигателя скважина была выведена на другой режим, при котором была уменьшена величина депрессии на продуктивный интервал.

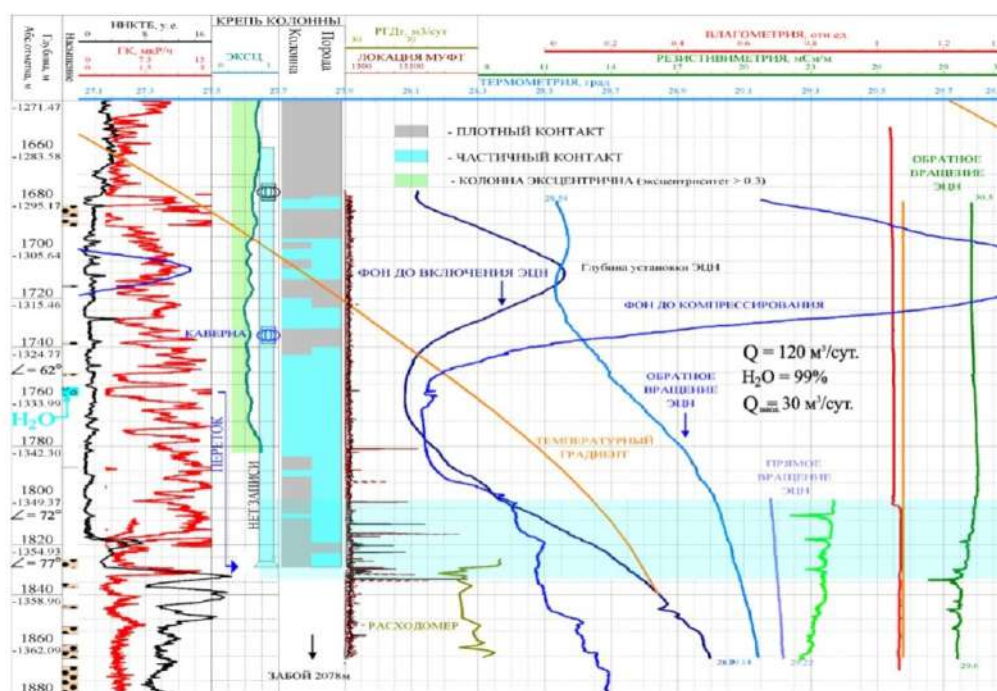
Результаты исследований, проведенных при работе ЭЦН, позволили выявить два источника обводнения продукции. Основным источником находится в продуктивной части условно горизонтального участка ствола скважины и вызван прорывом воды по наиболее проницаемой части коллектора смешанного типа на участке длиной всего 1,2 метра. Вторым источником поступления воды в скважину является заколонный переток под башмак обсадной колонны сверху из водонасыщенных известняков. Поступления нефти наблюдаются и низкопористых коллекторов трещинного типа, находящихся по обе стороны основного источника обводнения продукции скважины. Кроме этого, дополнительно удалось установить, что выделенные ранее участки в условно горизонтальной части ствола с повышенными показаниями гамма каротажа обусловлены глинистостью пород и коллекторами не являются.

Следующим примером может служить одна из горизонтальных скважин, результаты исследований по которой приведены на рисунке 3.3. По данным геофизических исследований условно горизонтальный участок ствола скважины вскрывает нефтенасыщенные карбонатные отложения, коллекторские свойства которых неоднородны вдоль всего интервала. Выше продуктивных отложений скважина обсажена эксплуатационной колонной. Однако после пуска скважины в эксплуатацию и непродолжительной ее работы в продукции появилась вода, количество которой со временем достигло 90 % и более.

Первоначально выполненные исследования при помощи технологического комплекса «Латераль» с возбуждением скважины компрессором не позволили однозначно определить источник обводнения по причине невозможности вывода скважины на установившийся режим работы на период времени, необходимый для производства измерений. Было выдано заключение, что источником обводнения является заколонный переток из вышележащего

водоносного пласта. Отметим, что при исследованиях дебит скважины составлял порядка $120 \text{ м}^3/\text{сутки}$, при котором расходомеры у глубинного прибора не работали – верхний по причине недостаточной чувствительности при расположении его горизонтально, нижний не мог вращаться из – за конструктивных особенностей центраторов, не предназначенных для работы в ГС.

При повторных исследованиях со спуском ТК «Латераль» под ЭЦН скважина была выведена на первый установившийся режим работы. На заданном режиме была проведена серия измерений, после чего посредством смены штуцеров и изменения направления вращения погружного электродвигателя скважина была исследована еще на нескольких режимах, при которых создавались различные значения депрессий на продуктивный интервал. Для регистрации методом расходомерии была изменена конструкция центраторов. Результаты исследований также позволили выявить два источника обводнения продукции. Основной источник находится в продуктивной части условно горизонтального участка ствола скважины. Вторым источником поступления воды в скважину является заколонный переток под башмак обсадной колонны ($d = 168 \text{ мм}$) сверху из водонасыщенных песчаников.



Признаки перетока: температурные аномалии, повышение минерализации и показаний расходомера выше башмака обсадной колонны

Рис. 3.3. Пример интерпретации данных ГИС, полученных при исследованиях скважины под глубинным насосом

Как видно из рисунка 3.3, признаками перетока являются соответствующие температурные аномалии, повышение минерализации и показаний расходомера выше башмака эксплуатационной колонны. Показания расходомерии в данном случае оказались решающими при определении доли поступления воды из ствола скважины и вышележащего горизонта.

Из диаграммы расходомерии видно, что основной приток жидкости (порядка 90 м³/сутки) поступает из горизонтального участка ствола диаметром 144 мм. Переток с вышележащего пласта из-за плохого качества крепи эксплуатационной колонны, внутренний диаметр которой соизмерим с диаметром открытого ствола, составил порядка 30 м³/сутки. Уменьшение скорости потока под колонной связано с увеличением диаметра ствола скважины непосредственно под башмаком.

Следующим приемом, позволяющим решать сложные задачи промышленного характера в эксплуатационных скважинах и в частности выделение работающих интервалов и разделения участков, работающих водой и нефтью при обводнении продукции, является применение метода высокочувствительной термометрии с использованием дроссельного эффекта (эффект Джоуля–Томсона). При этом эффекте изменение температуры поступающего из работающего пласта флюида определяется следующим соотношением:

$$\Delta T = (T_c - T_{пл}) + \varepsilon_T \times (P_{пл} - P_c), \quad (3.1)$$

где T_c и $T_{пл}$ – температура потока флюида на стенке скважины и пластовая, $P_{пл}$ и P_c – давления пластовое и на стенке скважины, соответственно, ε_T – эффективный коэффициент дросселирования (коэффициент Джоуля–Томсона).

Учитывая то, что метод термометрии является наиболее надежным, использование названных закономерностей позволяет разделять интервалы, работающие нефтью и водой в процессе извлечения флюида из скважин при помощи насосов или компрессированием. В качестве примера приводится слайд, на котором показаны интервалы, работающие нефтью и водой.

В заключение можно сделать вывод, что при помощи аппаратуры Российского производства, за счет использования новых технологических и методических приемов при выполнении исследований и интерпретации, основные задачи по определению мест поступления в ствол скважины нефти и воды, поиску заколонных перетоков, выделению работающих интервалов и т. д., успешно решаются. Например, технология предварительного спуска ТК «Латераль» под глубинный насос позволяет проводить измерения при выводе скважин на заданный режим эксплуатации, притом, посредством смены штуцеров и изменения количества оборотов вращения электродвигателя насоса, можно менять условия извлечения флюида за счет изменения депрессии на продуктивные интервалы.

3.4. Технологии геофизических исследований горизонтальных скважин

Горизонтальными принято называть скважины, ствол или часть ствола которых имеют углы наклона в вертикальной плоскости (зенитные углы) от 56° наклоннопадающих участках и до 110° на инверсионных.

Горизонтальные скважины делятся на собственно горизонтальные скважины, когда наклонный и горизонтальный участки являются продолжением обычных вертикальных скважин, и боковые горизонтальные стволы, бурение которых ведут из стволов ранее пробуренных скважин.

По радиусу кривизны участка набора зенитного угла ГС подразделяются на скважины большого, среднего и малого радиусов кривизны (таблица 3.1).

По конфигурации профиля ГС делятся на трехинтервальные, которые включают вертикальный участок, участок набора зенитного угла, горизонтальный участок, и пятиинтервальные, состоящие из участков вертикального бурения, набора зенитного угла (угол меньше, чем у трехинтервальных скважин), прямолинейного наклонного, еще одного участка набора зенитного угла и горизонтального.

Технологии и комплексы геофизических исследований горизонтальных скважин определяются несколькими обстоятельствами, присущими только этим скважинам:

Таблица 3.1

Характеристики и назначение горизонтальных скважин

Горизонтальные скважины	Участок набора кривизны		Диаметр скважины, мм	Протяженность горизонтальной части ствола, м	Назначение скважин
	Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления, градус/ 10 м			
Большого радиуса кривизны	300 и более	1-1,5	195-220	600-2500	Добыча углеводородов в зонах шельфа, с морских платформ, в экологически закрытых и труднодоступных районах
Среднего радиуса кривизны	50-290	2,5-4	120-220	450-2500	Повышение нефтеотдачи, интенсификация добычи, вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов
Малого радиуса кривизны	6-40	5-10	120-150	90-300	Бурятся из обсаженных скважин старого фонда для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов

- специфическими технологиями доставки геофизических приборов в горизонтальные участки скважин;
- проведением исследований сборками скважинных приборов (модулей);
- малым диаметром скважинных приборов, обусловленным спуском их через бурильный инструмент;
- необходимостью обеспечения изгиба сборок на участках набора зенитного угла;
- решением навигационных задач проводки скважин на сильно наклонных и горизонтальных участках непосредственно в процессе их бурения;
- решением задач оценки коллекторских свойств и насыщения пород, когда глубинность исследований может превышать толщину пласта на горизонтальных участках.

Технологии доставки приборов к забою скважин. По способу доставки геофизических приборов (сборок) на забой ГС применяют следующие технологии:

- потоком промывочной жидкости внутри бурильного инструмента;
- в специальном контейнере, размещенном в последней трубе бурильного инструмента или НКТ;
- посредством движителя на геофизическом кабеле;
- с помощью специального жесткого геофизического кабеля;
- с помощью колонны специальных труб, содержащих внутри кабельный канал связи.

В первом способе стандартные приборы ГИС (обычно сборки модулей радиоактивного каротажа и инклинометрии) опускают на геофизическом кабеле через лубрикатор внутрь бурильной колонны, спущенной на забой скважины, предварительно смонтировав на устье лубрикатор. Под действием собственной массы сборка опускается до участка, зенитные углы наклона которого достигают 50-60°. Затем герметизируют лубрикатор сальниковым устройством и осуществляют дальнейшее продвижение сборки к забою потоком промывочной жидкости. Геофизические измерения проводят внутри бурильных труб.

Полученные данные используют для контроля траектории скважины в процессе бурения и привязки ствола скважины к проектному разрезу. Измерения выполняют сразу после окончания «долбления», но чаще всего для получения полноценных данных инклинометрии в скважину опускают инструмент с немагнитными легкосплавными бурильными трубами.

Доставку стандартных геофизических приборов (сборки приборов), размещенных в специальном защитном контейнере с отверстиями, производят, закрепив контейнер на последней трубе бурильного инструмента или НКТ – технология «Горизонталь-1». Для разных методов исследований корпус контейнера может быть выполнен из различных материалов:

для радиоактивных методов – из стали или легких бурильных труб (ЛБТ), для инклинометрических измерений – из стеклопластиковых труб или ЛБТ, для электрических – из непроводящего материала на основе стекловолокна или полиэтилена высокого давления.

Бурильный инструмент с закрепленным контейнером опускают в скважину на глубину, на которой зенитный угол достигает 50-60°. Затем внутрь инструмента опускают на кабеле скважинные приборы (инклинометрии, ГК, НК, ИК, БК, КС, ПС) до их посадки на нижнюю заглушку контейнера. На верхнюю бурильную трубу навинчивают специальный переводник с пазом, в который укладывают геофизический кабель. Кабель закрепляют на переводнике специальным зажимом, после чего на переводник навинчивают очередную бурильную трубу. При этом геофизический кабель выше переводника остается снаружи трубы, где его закрепляют специальными защитными кольцами для предотвращения повреждений. Все дальнейшие перемещения контейнера в скважине производят при синхронной работе буровой бригады и машиниста каротажного подъемника.

Спуск сборки стандартных геофизических приборов в скважину на геофизическом кабеле осуществляют также посредством массового «двигателя», для чего непосредственно над сборкой на кабель нанизывают и закрепляют полиэтиленовые трубки, длина которых равна длине сильно наклонного и горизонтального участков, а сверху трубок закрепляют «двигатель» расчетной массы – несколько УБТ или НКТ – технология «Горизонталь-4». Другим «двигателем» является гидравлический (механический) «двигатель» «Well Tractor». Под действием «двигателя» сборка приборов проталкивается на горизонтальный участок скважины.

Модернизацией описанной технологии является технология «Горизонталь-5», в которой для снижения массы «двигателя» используют специальные жесткие толкатели, одновременно выполняющие роль поплавков.

Технология доставки скважинных приборов на забой горизонтальных скважин с помощью специального жесткого геофизического кабеля рассчитана на применение сборок стандартных приборов. Ее применяют в наклонных и горизонтальных скважинах с длиной горизонтальной части до 300 м. При большей длине горизонтального участка спуск приборов ведут через бурильные трубы, не дошедшие до забоя на 100-300 м; затем трубы приподнимают на очередные 50-100 м и повторяют исследования и т.д.

Данную технологию рекомендуется использовать для проведения ГИС в боковых горизонтальных стволах.

Технология доставки скважинных приборов с усиленными по прочности кожухами с помощью колонны специальных труб, аналогичных бурильным трубам, применяемым при электробурении, и содержащим внутри кабельный канал связи.

Горизонтальные скважины исследуют также автономными скважинными приборами без применения геофизического кабеля. Автономные приборы в вибро и ударопрочном исполнении размещают в теле одной или нескольких бурильных труб, закрепленных в нижней части бурильного инструмента (технологии АМК «Горизонт», АМК ВИК ПБ), или внутри инструмента, выталкивая их из инструмента на время проведения исследований (технология АМАК «Обь»).

Технология аппаратурно-методического комплекса «Горизонт» обеспечивает исследования горизонтальных скважин сборкой автономных скважинных приборов (модулей), спускаемых в составе бурильной колонны. Комплекс позволяет одновременно измерять и регистрировать на автономные носители данные зондов ГК, НГК, КС (три симметричных четырехэлектродных градиент-зонда А10,8М10,25N10,8В1, А20,8М20,25N20,8В2 и А31,85М30,25N31,85В3), ПС и инклинометрии. Модули комплекса «Горизонт», помимо стандартных требований к геофизическим приборам, удовлетворяют также требованиям, предъявляемым к бурильным трубам, и имеют ряд специфичных особенностей:

- скважинные приборы выдерживают осевую нагрузку до 15-20 т и значительные изгибающие нагрузки;
- обеспечивают промывку скважины с расходом промывочной жидкости до 40 л/с;
- для привязки информации по глубине скважины используется глубиномер, измеряющий перемещения бурильной колонны;
- питание скважинных приборов включается в заданный момент времени после спуска приборов в интервал исследований;
- в аварийных ситуациях обеспечивается извлечение из скважины источника нейтронов, установленного в верхней части скважинного прибора, с помощью овершота, спускаемого на геофизическом кабеле внутри бурильной колонны.

Измерительные зонды геофизических модулей комплекса «Горизонт» отличаются от зондов приборов, опускаемых на кабеле, длиной зондов, диаметрами преобразователей, зазорами между преобразователями и стенками скважины. Для них разработаны свои средства метрологического и методического обеспечения (основные зависимости между измеряемыми кажущимися и расчетными подлинными значениями геофизических параметров, учет влияния условий измерений и вмещающих пород). Первичную и периодические калибровки зондов выполняют в стационарных условиях с помощью специальных средств согласно требованиям эксплуатационной документации.

Аппаратурно-методический автономный комплекс АМАК «Обь» обеспечивает доставку на забой скважины сборки автономных приборов (модулей) ПС, ГК, НК, БК и ИК, которые оснащены индивидуальными источниками автономного питания (аккумуляторами) с преобразователями

напряжения, блоками управления и регистрации информации. Модули содержат измерительные зонды, аналогичные зондам приборов, спускаемых на геофизическом кабеле. К ним применимы те же требования метрологического и методического обеспечения. Технологический модуль сборки содержит датчики давления и температуры.

Сборку модулей, соединенных последовательно, устанавливают внутри бурильных труб и фиксируют в своей верхней части специальным замковым соединением. В верхней части сборки установлен сферический поршень, предназначенный для выталкивания сборки из бурильных труб с помощью штока обратного хода.

После спуска колонны труб на забой включают циркуляцию промысловочной жидкости, в результате чего за счет перепада давления сборка приборов освобождается из замка и с помощью сферического поршня и штока обратного хода выталкивается из труб. В этот момент датчик давления включает питание скважинных приборов. Геофизические данные измеряются и регистрируются в автономных блоках памяти каждого модуля в процессе подъема колонны бурильных труб. Одновременно на поверхности земли измеряют с помощью специального глубиномера и регистрируют в памяти компьютера все перемещения колонны и скважинных приборов в функции времени. После подъема на поверхность информацию с приборов переписывают в компьютер, редактируют, совмещают с информацией от глубиномера и выводят в виде кривых.

Комплексы исследований. Комплекс ГИС, предусмотренный «Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах». М.: Минтопэнерго РФ и МПР РФ, 1999, для скважин с горизонтальным окончанием ствола, содержит ГТИ, ПС (градиент ПС), БК, ИК или ВИКИЗ, ГК, НК, резистивиметрию и инклинометрию. В дополнительные исследования включены АК, ГГК-П (или ГГК-ЛП), спектральный ГК, ЯМК. В горизонтальных скважинах возможно также проведение специальных исследований со сменой условий геофизических работ (минерализации или плотности промысловочной жидкости и т.п.).

В вертикальных и слабонаклонных (до 56°) участках ствола горизонтальных скважин выполняют комплекс ГИС, предусмотренный для необсаженных вертикальных скважин. При проведении исследований горизонтальных участков приборами, размещенными в бурильных трубах или в защитном контейнере, вертикальные участки исследуют дважды: без контейнера и с контейнером с целью количественных определений влияния труб и защитного контейнера на результаты измерений.

Этапы и интервалы исследований определяются технологией бурения и априорной информацией, имеющейся по разбуренным интервалам:

- бурение скважины ведут при непрерывном контроле положения забоя с использованием инклинометра, размещенного в компоновке бурильного инструмента. В других случаях объем исследований расширен

за счет измерительных зондов ГК и БК. Передачу данных осуществляют с помощью кабельных телеметрических систем с сухим или влажным соединением разъемов или бескабельных забойных систем с гидравлическим или электромагнитным каналом связи. Измерения и регистрацию данных выполняют службы бурения и ГТИ;

- для привязки положения текущего забоя к геологическому разрезу на наклонных участках через каждые 50-70 м проходки проводят привязочный каротаж (ГК, БК, ПС); последний привязочный каротаж выполняют за 30-40 м до вскрытия бурением продуктивного пласта. В технологии «Горизонт» информацию, необходимую для проводки скважин, получают с помощью автономных приборов, размещенных в компоновке бурильного инструмента, непосредственно в процессе бурения;
- обязательный комплекс исследований в полном объеме и контрольный инклинометрический замер проводят по достижению проектного забоя с целью детального изучения строения вскрытого объекта.

Технологическая схема проведения геофизических исследований горизонтальных участков, включающая первичные, периодические и полевые калибровки приборов, проведение основных, повторных и контрольных (на вертикальном участке) измерений, представление сведений об объекте исследований, условиях проведения измерений, конструкциях и размерах измерительных зондов, соответствует разделу 6.

3.5. Требования к интерпретации и оформлению данных

Основной целью геофизических исследований горизонтальных участков является решение традиционных геологических задач (с учетом имеющейся информации по пилотным вертикальным скважинам):

- литологическое расчленение продуктивного пласта на горизонтальном участке;
- определение фильтрационно-емкостных свойств и насыщенности коллектора;
- определение траектории горизонтального участка, привязанной по глубине к геологическим реперам.

Определяющим фактором, обеспечивающим достоверность интерпретации результатов исследований горизонтальных участков, является создание и применение интерпретационной модели пласта-коллектора, учитывающей физические процессы, происходящие в гидродинамической системе «горизонтальный ствол-пласт». Модель должна учитывать то обстоятельство, что материалы ГИС не несут прямой информации о положении кровли и подошвы коллектора и литологическом строении выше- и нижезалегающих пород, а следовательно, исключается интерпретация данных по традиционной схеме.

Оперативное заключение по результатам обработки и интерпретации геофизических данных должно содержать информацию:

- о вертикальной проекции ствола скважины в азимутальной плоскости; горизонтальный участок скважины должен быть показан на фоне положения в разрезе продуктивного пласта, построенного по результатам бурения соседних вертикальных, наклонно направленных и пилотных скважин;
- о толщине пласта с отметками абсолютных глубин его кровли и подошвы;
- о проницаемых и уплотненных прослоях, встреченных на горизонтальном участке, их коллекторских свойствах и насыщенности;
- об эксплуатационной технологичности профиля ствола скважины, наличии резких перегибов ствола в вертикальной плоскости, вероятности образования в процессе эксплуатации газовых и водяных слоев и пробок;
- об интервалах, рекомендуемых для перфорации.

3.6. Геологические результаты и дальнейшие перспективы геолого-геофизических исследований в горизонтальных и наклонно - направленных скважинах

Авторами работ [9-12] рассматриваются возможности использования данных ГИС горизонтальных скважин для геологического и гидродинамического моделирования, перспективность использования данных по горизонтальным скважинам и для решения ряда разведочных задач.

Бурение боковых стволов в скважинах старого фонда и бурение скважин с горизонтальным окончанием нашло широкое применение в эксплуатационном бурении в большинстве нефтедобывающих регионов России. В проектах разработки и в технико-экономических обоснованиях подсчётов и пересчётов запасов нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений предусматривается использование горизонтальных скважин, позволяющих решить ряд важных проблем разработки. В настоящее время – это, прежде всего, проблема интенсификации добычных возможностей продуктивных пластов (повышение темпов отбора нефти или газа и увеличение нефтеотдачи). Фактически горизонтальные скважины оказались наиболее перспективным методом интенсификации добычи нефти и достижения полноты извлечения её из недр. Особенно актуально это для месторождений со сложным строением, а также для месторождений, находящихся в поздней стадии разработки.

В ОАО НПП «ГЕРС» разработаны аппаратные и программные средства для реализации технологии интегрированных исследований бурящихся горизонтальных скважин [9].

Технология интегрированных исследований обеспечивает:

- контроль и регистрацию технологических параметров бурения;
- контроль фактической траектории забоя скважины для управления её проводкой;
- измерение геофизических параметров разреза скважин с помощью автономных приборов и приборов с телеметрическим каналом связи;
- изучение геологических параметров шлама и керна при бурении;
- изучение промывочной жидкости, газосодержания и компонентного состава пластовых газов;
- контроль за подготовкой скважины и спуском обсадных колонн;
- контроль параметров технологических процессов цементирования и опрессовок;
- накопление всей полученной информации в единой базе данных «Wellog» для обеспечения решения геологических и технологических задач при бурении горизонтальных скважин и боковых стволов;
- импорт и экспорт информации с использованием спутниковых и других каналов связи.

Технология интегрированных исследований реализована на основе единого аппаратно-методического комплекса «СИРИУС» (Система Измерения, Регистрации, Информации и Управления), включающего станцию ГТИ с геологической кабиной, забойную телеметрическую систему и аппаратно-методический комплекс «АМАК» для геофизических исследований горизонтальных скважин на бурильном инструменте [1].

«АМАК» предназначен для проведения ГИС следующими методами:

- радиоактивного каротажа (ГК, ННК, СГК);
- индукционного каротажа (ЗИК-45, 4-ИК, 6-ИК, Поиск, ВИКИЗ);
- кавернометрии для использования в карбонатных разрезах.

С 1999 г. в различных регионах страны [9,10] для совместной обработки, интерпретации и хранения данных ГИС и ГТИ используется программно - методический комплекс «WELLBASE».

Большую помощь в создании и внедрении технологии интегрированных исследований горизонтальных скважин оказали специалисты и руководство треста «Сургутнефтегеофизика» и ОАО «Газпромгеофизика».

Программно - методический комплекс «WELLBASE» позволяет решать: технологические и геологические задачи. Они подробно изложены в работе [10].

С использованием системы «WELLBASE» производится:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза и формирование литологических колонок по данным ГИС и ГТИ, включая результаты исследования керна и шлама;
- выделение коллекторов в продуктивных пластах по данным ГИС, ГТИ, лабораторных исследований керна и шлама, результатов испытаний;

- определение характера насыщенности коллекторов по данным ГИС, ГТИ, исследований керна и шлама и результатов испытания на исследуемом месторождении;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по данным ГИС, ГТИ и петрофизических исследований;
- оценка нефтегазонасыщенности коллекторов по данным ГИС, ГТИ и петрофизических исследований;
- определение положения межфлюидных разделов по данным ГИС, ГТИ и результатов испытаний;
- трёхмерная визуализация и анализ геофизических данных;
- построение профиля скважины, вертикальной и горизонтальной проекций.

Для решения геологических задач в горизонтальных скважинах в нефтегазоносных регионах Западной Сибири привлекаются комплексы геолого-технологических и геофизических исследований. Комплекс ГИС, выполняемый ОАО НПП «ГЕРС», включает гамма – каротаж (ГК), двухзондовый нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТб и НКТм), индукционный каротаж (ИК) различных модификаций, ВИКИЗ, кавернометрия в карбонатных разрезах. ВИКИЗ в АМК «АМАК» предусмотрен, исходя из автономного характера регистрации диаграмм ГИС, на случай отказа прибора ИК и низкого качества одного или нескольких зондов ИК, во избежание повторных спуско-подъемных операций бурильного инструмента. Из методов ГТИ используется детальный механический каротаж (ДМК), газовый каротаж, включающий регистрацию кривых суммарного содержания и диаграмм компонентного состава, люминисцентно битуминологического состава шлама.

Была разработана технология комплексной интерпретации ГИС и ГТИ, выполненных в горизонтальных скважинах с привлечением петрофизических данных из отчётов по подсчёту запасов по тем месторождениям, на которых проводилось бурение исследуемых горизонтальных скважин.

Литологическое расчленение и выделение коллекторов производится по диаграммам радиоактивного каротажа (ГК и НКТб) и детального механического каротажа (ДМК) при его наличии. Для этой цели используются граничные значения двойного разностного параметра $dГК$ и $\Delta ДМК$ и абсолютные значения интенсивности вторичного гамма-излучения по большому зонду НКТб, с помощью которых выделяются песчаные и глинистые коллекторы, а также плотные, низкопористые песчаники и алевролиты, являющиеся неколлекторами. Литологическая колонка после определения пористости и глинистости уточняется.

Определяются геофизические параметры – коэффициент общей пористости и удельное электрическое сопротивление пород.

Коэффициент общей пористости $K_{п,об}$ оценивается по зависимостям $K_{п,об} = F(A) = F(NKT_m/NKT_b)$, полученным на моделях пластов в специальной скважине ВНИИЯГГ в г. Раменское, для каждого прибора (модуля) двухзондового НКТ при диаметрах скважины 146, 168, 196 мм. Удельное электрическое сопротивление определяется по большому зонду ИК. В случае большой зоны проникновения УЭС определяется по программе МФС ВИКИЗ для зондов ВИКИЗ или программе ORGUS для приборов 4-ИК и 6-ИК П GERS.

Определение коллекторских свойств - коэффициентов пористости (K_p), проницаемости ($K_{пр}$), нефтенасыщенности (K_n) и оценка характера насыщенности производится по методикам интерпретации ГИС, разработанным для конкретных месторождений при подсчете запасов.

Определение коэффициента пористости. Так как на месторождениях Западной Сибири коэффициент пористости при подсчете запасов, как правило, определяется по относительной аномалии кривой ПС, качество которой при замере в ГС не позволяет её использовать для этой цели, расчет пористости производится по НК с поправкой за глинистость:

$$K_p = K_{п.об} - dK_{п.гл.}$$

Поправка за глинистость $dK_{п,гл}$ устанавливается по эмпирической зависимости от двойного разностного параметра ГК $dK_{п,гл} = F(\Delta GK)$, которая имеется для данного месторождения или является обобщенной для группы месторождений. Достоверность оценки коэффициента пористости по данным НК контролируется статистическими данными о пористости исследуемых отложений.

Оценка коэффициента проницаемости. Коэффициент проницаемости оценивается по зависимости $K_p = f(K_{пр})$, установленной по данным керн и приведённой в отчётах по подсчёту запасов.

Оценка коэффициента нефтенасыщенности. Коэффициент водонасыщенности K_v определяется через коэффициент влажности $W = K_p \cdot K_v$. Коэффициент влажности оценивается по эмпирической зависимости $W = f(R_p)$, установленной для конкретного месторождения или группы месторождений по данным керн из скважин, пробуренных на РНО. Коэффициент нефтенасыщенности определяется по формуле $K_n = 1 - K_v$.

Если кажущиеся сопротивления на диаграмме электрического метода против нефтенасыщенных прослоев завышены из-за влияния вышележающего высокоомного пласта, коэффициент нефтенасыщенности

в предельно нефтенасыщенной части залежи определяется через коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{ов}$ по зависимости $K_{ов} = f(K_p)$, заимствованной из отчета по подсчёту запасов. По опыту работ установлено, что в предельно нефтенасыщенной части залежи оба способа (по W и по $K_{ов}$) оценки K_v и K_n , дают идентичные результаты.

Оценка характера насыщенности. Определение характера насыщенности производится по критическим значения R_p и K_n , установленным при подсчете запасов. Но так как месторождение длительное время находится в эксплуатации и возможно обводнение, эти критерии нуждаются в уточнении и наборе статистики.

В таблице 3.2 приведен пример оперативной интерпретации горизонтального ствола скважины Северного месторождения, как образец расчёта геофизических и петрофизических параметров, представляемых в оперативных заключениях ОАО «Когалымнефтегеофизика».

Таким образом, выбор алгоритма количественной интерпретации, определения коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности находится в зависимости от обоснованности петрофизических зависимостей и методик интерпретации ГИС, использованных при подсчете запасов на этом или соседнем месторождении. Поэтому этот выбор не случаен. К тому же параметры, определенные по горизонтальному стволу, а это средневзвешенные по толщине величины, можно контролировать по подсчётным параметрам данного месторождения.

Таблица 3.2

Дебит в скважинах Сибирского месторождения

№ п/п	№ скв.	Пласт	Тип скв.	Q _н , т/сут. min	Q _н , т/сут. max
1	X	БВ	гориз.	223	261
2	2X	БВ	гориз.	45	120
3	Y	БВ	наклон- напр.	2.4	159.8
4	Y	БВ	наклон- напр.	1.7	46
5	Y	БВ	наклон- напр.	0.8	3
6	Y	БВ	наклон- напр.	0.5	9.3
7	Y	БВ	наклон- напр.	2	12.6
8	Y	БВ	наклон- напр.	15.1	60.2
9	Y	БВ	наклон- напр.	15	19.7
10	Y	БВ	наклон- напр.	40	63.6
11	Y	БВ	наклон- напр.	24.5	25.5
12	Y	БВ	наклон- напр.	11	90.5
13	Y	БВ	наклон- напр.	11	11
14	Y	БВ	наклон- напр.	7.6	13.9

В ОАО НПП «ГЕРС» создана база петрофизических данных по материалам отчетов по подсчету запасов большинства нефтяных месторождений, на которых проводится горизонтальное бурение. К тому же вполне реально руководителям геологических служб геофизических предприятий при заключении договоров на проведение геофизических исследований в ГС, запрашивать необходимые петрофизические зависимости оценки K_p , K_n , $K_{пр}$, а также граничные значения K_p или геофизических параметров для выделения коллекторов и критические значения R_p и K_n для оценки характера насыщения. Кроме этого, для оценки характера насыщения обязательно нужно использовать такие геохимические характеристики как результаты геологических исследований шлама.

Как известно, достоверность геологических и геофизических прогнозов по поводу характера насыщения коллекторов оценивается результатами испытаний. К сожалению, эти данные не всегда доступны. В данной статье нам представилось возможность привести результаты интенсификации добычных возможностей продуктивных пластов по скважинам Сибирского месторождения, по которым были представлены заключения по ГИС, составленные совместно со специалистами из треста «Когалымнефтегеофизика». В таблице 3.2 приведены дебиты нефти по наклонно-направленным и горизонтальным стволам. Из таблицы следует, что дебит горизонтальных скважин на порядок больше, чем в наклонно-направленных.

На материалах ГИС горизонтального ствола скв.Х при содействии сотрудников ВНИИГИС (Я.С. Гайфуллин, Л.Е. Кнеллер) по программе GorGis рассчитан потенциальный дебит. Алгоритм программы изложен в работах [4,6].

Дебит скважины прямо пропорционален коэффициенту проницаемости, депрессии на пласт, обратно пропорционален вязкости нефти, воды и находится в сложной зависимости от толщины продуктивного пласта и радиуса контура питания. В программе расчет дебита производится по модифицированной формуле Чекалюка:

$$Q_{н,в} = \frac{K_{пр.ф.н,в}(2\pi \cdot \Delta P \cdot 0.00864)}{\mu_{н,в} \times (\ln(h/R_c \cdot 2) + \pi \cdot R_k / h - \pi/2)} \cdot l, \quad (3.2)$$

где $Q_{н,в}$ – дебит нефти, воды в м³/сутки;
 $K_{пр.ф.н,в}$ – относительные фазовые проницаемости по нефти, воде, отн.ед.;
 ΔP – депрессия на пласт, атм;
 $\mu_{н,в}$ – вязкость нефти, воды, сП;
 R_c – радиус скважины, м;
 h – толщина пласта, м;
 l – длина горизонтального ствола;

R_k – радиус контура питания, м.

Прогноз дебита по стволу скважины производится в следующей последовательности:

- определение коэффициента пористости по данным двухзондовой аппаратуры НК АПРК;
- оценка абсолютных проницаемостей по стволу, которая производится в программе по формуле Коатса – Дюмануара:

$$K_{пр} = (k * c / w^4 * (K_p / K_{во})^w)^2, \quad (3.3)$$

где K_p , $K_{во}$ – соответственно коэффициенты пористости и остаточной водонасыщенности;

k – константа;

c – поправка за тип углеводорода;

w – постоянная, близкая по смыслу параметру цементации m в уравнении Арчи.

- оценка коэффициента текущей и остаточной водонасыщенности с использованием УЭС и зависимости $K_{во} = f(K_p)$;
- оценка эффективных проницаемостей по формулам Dresser Atlas: $K_{пр,в} = ((K_v - K_{во}) / (1 - K_{во}))^n$, $K_{пр,н} = ((a - K_v) / (a - K_{во}))^m$;
- прогноз суммарных дебитов коллекторов по стволу скважины путем суммирования дебитов от отдельных элементов горизонтальной скважины.

Расчетный суммарный дебит по скважине составил нефти 243 м³/сутки, воды – 14 м³/сутки, обводненность – 5.4%, суммарный дебит – 257 м³/сутки. Фактический дебит жидкости при вводе скважины в эксплуатацию составил 310 м³/сутки, нефти – 223,3 м³/сутки, обводненность – 17%, при дальнейшей эксплуатации процент обводненности уменьшился до 4%. Результаты расчетов показывают, что параметры, полученные по данным ГИС, достоверны, так как по ним надежно прогнозируется такая зависящая от многих параметров величина как потенциальный дебит [9,10].

Основным назначением горизонтальных скважин в настоящее время, как уже говорилось, является увеличение добывных возможностей продуктивных пластов. Однако, выполненный комплекс ГИС при использовании петрофизического обеспечения, представленного, в подсчете запасов по исследуемому месторождению значительно расширяет, перспективы использования информационных возможностей горизонтального ствола.

В настоящее время уже есть возможность проводить сопоставление вертикальных проекций по пилотному стволу и по горизонтальному стволу по кривым ИК, ГК, НКТб. Это сопоставление показывает, что происходит не только изменение по латерали толщин литологических разностей, выделенных по ГИС. Существенно меняется по латерали и литология пород. Сопоставлены вертикальные проекции пилотных стволов и соответствующие им вертикальные проекции горизонтальных стволов. Результаты

корреляции показали, что в горизонтальном стволе существенно меняется толщина прослоев и литология пород. Так, в вертикальной проекции скважины X, увеличивается толщина плотного пропластка, чистый песчаный коллектор замещается глинистым. В скважине 2X в горизонтальном стволе продуктивный пласт более неоднороден, чем в пилотном.

Латеральная литологическая неоднородность пластов влияет на режим вытеснения нефти и должна учитываться как в гидродинамической модели при оценке темпов вытеснения, так и при проектировании сетки скважин, закладке дополнительных вертикальных и горизонтальных скважин, боковых стволов. Выявленные горизонтальными скважинами участки неколлектора могут являться экранами, изолирующими определенные участки коллектора, создавая застойные, недренируемые зоны. В этих случаях вскрывающие такие зоны горизонтальные скважины являются не только средством интенсификации притоков, но и методом дренирования таких зон, повышения коэффициента нефтеизвлечения.

Кроме использования горизонтальных скважин для интенсификации добычных возможностей продуктивных пластов, геолого-геофизическая информация, полученная в ГС, может быть использована, как было показано выше, для оценки потенциального дебита продуктивного пласта в ГС и для корреляции с другими горизонтальными, наклонными и вертикальными скважинами с целью уточнения геологической модели. Полученная геолого-геофизическая информация будет необходима для проектирования разработки месторождения, в частности, для планирования объёмов и размещения эксплуатационного бурения, для мониторинга в процессе разработки, для проектирования геолого-технических мероприятий на основе секторного моделирования.

Наращивание комплекса ГИС за счёт включения в него спектрального гамма – каротажа, акустического, бокового каротажей и кавернометрии повышает достоверность и надёжность геолого-геофизической информации. В частности, использование SGK в карбонатном и терригенном разрезе ГС позволяет выяснить природу аномалий естественной радиоактивности в продуктивном пласте по площади месторождения, в том числе и в той части, где были ранее пробурены поисковые разведочные скважины. Это очень важно при использовании ГК для определения глинистости продуктивных пластов и выделения зон распространения полимиктовых песчаников в терригенных разрезах и решении вопроса о необходимости введения поправки за глинистость при определении пористости карбонатных пластов.

Включение в комплекс ГИС, используемый в горизонтальных скважинах, АК особенно важно в карбонатном разрезе, где определение Кп только по НК не позволяет учесть литологический эффект, связанный с доломитизацией известняков. Не менее важно использование АК для оценки пористости и в терригенном разрезе из-за более высокой

разрешающей способности метода по сравнению с методами РК в условиях тонкого переслаивания песчаных и глинистых разностей горных пород, слагающих терригенный разрез различных нефтегазоносных регионов Западной Сибири. Применение бокового каротажа в комплексе геофизических исследований в ГС позволит более достоверно оценивать удельные электрические сопротивления продуктивных пластов в карбонатных разрезах. Использование кавернометрии, по которой можно выделять коллекторы по прямым геофизическим признакам, в значительной степени повышает эффективность ГИС как в карбонатном, так и в терригенном разрезе. В этом случае комплекс ГИС в горизонтальных скважинах получает преимущество перед комплексом ГИС в наклонных скважинах, в которых исследования производятся на каротажном кабеле и в которых кавернометрия не производится из – за возможной аварийности.

Эффективность решения геологических задач комплексом ГИС в горизонтальных скважинах открывает перспективы использования ГС на стадии разведочного бурения. Помимо использования удлинённых стволов ГС для исследования продуктивных пластов меньшим количеством разведочных скважин, возникает уникальная возможность получения керна из продуктивного пласта для создания петрофизической базы для оценки подсчётных параметров. Причём получение керна из разведочных скважин по объёму керна из продуктивного пласта нельзя даже сравнивать с возможным объёмом керна вынесенного из горизонтального ствола. Получить керновые данные, которые охарактеризовали бы изменение подсчётных параметров на керне по площади, не удаётся до настоящего времени по данным поискового и разведочного бурения практически ни по одному месторождению. Получение кернового материала из горизонтальных скважин позволит существенным образом изменить представление о горизонтальных скважинах, как не только об одном из способов интенсификации добычных возможностей продуктивных пластов. Одновременно это позволит произвести эталонирование ГИС в ГС и решить вопрос о месте геолого-геофизической информации, полученной в ГС в информационном пространстве по месторождению, которое образовано данными бурения, геолого-геофизических исследований и испытаний скважин.

- Использование горизонтальных скважин на этапе разведки позволит:
- оценить реальные фильтрационные неоднородности пород по площади для гидродинамических расчетов;
 - обосновать сетку вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных эксплуатационных скважин;
 - выявить возможные застойные, недренируемые зоны.

4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

4.1. Цели и задачи гидродинамических исследований скважин

Одним из важнейших источников информации являются гидродинамические (промысловые) исследования пластов и скважин (ГДИС) [12,13,14]. Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений связано с применяемыми на промыслах мероприятиями по интенсификации добычи нефти. Промысловые исследования скважин и пластов поэтому приобретают все более важное значение как инструмент для оценки эффективности применяемых мероприятий.

В процессе эксплуатации пластов и скважин исследования ведутся, главным образом, гидродинамическими методами, при этом уточняются характеристики пластов, выявляется эффективность мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта.

Одним из важных направлений в деятельности нефтегазодобывающего предприятия является повышение или восстановление производительности скважин, такие как:

- увеличение перфорированной эффективной пласта;
- увеличение проницаемости пласта (ГРП, обработки ПЗП различными способами);
- поддержание пластового давления;
- снижение забойного давления;
- снижение вязкости жидкости в пластовых условиях;
- увеличение приведенного радиуса (чем выше степень вскрытия пласта, тем полнее связь скважин с пластом во вскрытом интервале).

Однако выбираемый способ должен отвечать следующим требованиям:

- не нарушать условия рациональной эксплуатации залежи в целом и правил охраны недр;
- по сравнению с другими способами, позволяющими получить тот же технологический эффект (прирост дебита), он должен быть самым экономичным.

Все применяемые в промысловой практике методы гидродинамических исследований делятся на две группы: метод установившихся отборов и метод восстановления давления.

Принципиальный комплекс ГДИС при строительстве скважин и по контролю за разработкой нефтяных и газовых месторождений:

- методы определения параметров пласта;
- теоретические основы традиционных методов ГДИС на установившихся режимах;

- теоретические основы ГДИС по КВД-КПД;
- методы обработки индикаторных диаграмм;
- методы обработки КВД;
- особенности исследования горизонтальных скважин по КВД;
- ГДИС месторождений аномальных нефтей;
- техника и технология ГДИС;
- выбор и программирование проведения ГДИС;
- новые методы обработки данных ГДИС по КВД-КПД;
- диагностический билогарифмический график, скин-фактор;
- охрана труда.

4.2. Испытание скважин пластоиспытателями на трубах

Испытание пласта - это технологический комплекс работ в скважине, связанный со спускоподъёмными операциями инструмента, созданием глубокой депрессии на пласт, многоцикловым вызовом притока пластовой жидкости и отбором глубинных проб с регистрацией диаграмм изменения давления и температуры на забое и в трубах автономными манометрами.

Каждый цикл состоит из открытого периода с регистрацией кривой притока (КП) и закрытого периода с регистрацией кривой восстановления давления (КВД). Продолжительность периодов выбирают, исходя из решаемой задачи. Так для определения начального пластового давления используют КВД после кратковременного притока (первый цикл), для отбора представительной пробы пластового флюида и оценки фактической продуктивности требуется большая продолжительность притока, а также длительная КВД для определения гидропроводности удалённой зоны пласта, потенциальной продуктивности и скин-фактора (второй цикл).

Испытатели пластов на трубах (ИПТ) применяют для испытаний пластов в открытом стволе в процессе бурения, а также в обсаженных и перфорированных скважинах, когда использование стандартных технологий КВД и ИД малоинформативно:

- в низко- и среднедебитных эксплуатационных скважинах,
- при наличии перфорации двух стратиграфически различных пластов,
- при работе скважины в режиме неустойчивого фонтанирования.

Преимущества ИПТ заключаются в возможности создания малого подпакерного объёма, что позволяет снизить влияние упругой реакции ствола скважины и, тем самым, получить необходимые условия фильтрации в пласте при существенно меньшей продолжительности исследований.

Тем не менее, время нахождения инструмента на забое скважины ограничено технологическими причинами (несколько часов). Поэтому радиус исследования пласта при ИПТ невелик и полученные параметры пласта лишь приблизительно характеризуют добычные возможности скважины в условиях длительной эксплуатации.

Испытание пласта – это технологический комплекс работ в скважине, связанный со спускоподъёмными операциями инструмента, созданием глубокой депрессии на пласт, многоцикловым вызовом притока пластовой жидкости и отбором глубинных проб с регистрацией диаграмм изменения давления и температуры на забое и в трубах автономными манометрами.

Каждый цикл состоит из открытого периода с регистрацией кривой притока (КП) и закрытого периода с регистрацией кривой восстановления давления (КВД). Продолжительность периодов выбирают, исходя из решаемой задачи. Так для определения начального пластового давления используют КВД после кратковременного притока (первый цикл), для отбора представительной пробы пластового флюида и оценки фактической продуктивности требуется большая продолжительность притока, а также длительная КВД для определения гидропроводности удалённой зоны пласта, потенциальной продуктивности и скин-фактора (второй цикл).

Метод установившихся отборов применяется в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Он наиболее эффективен в скважинах, эксплуатирующих ЭЦН. Сущность метода сводится к установлению путем промысловых измерений связи между дебитом и забойным давлением. Оптимальный процесс исследования – на трех режимах, при изменении забортного давления с интервалом в 1 сутки.

Начальный замер – это существующий режим на данный период, проводятся замеры дебита, $H_{\text{дин}}$, $P_{\text{буф1}}$, $P_{\text{эдт}}$, $P_{\text{лин}}$, отбирается проба на процентное содержание воды, при необходимости замеряется газовый фактор (ГФ). При втором режиме дебит должен быть снижен на одну треть от начального. Через сутки производят замеры параметров работы скважины и изменяют режим, при этом дебит должен быть снижен наполовину от начального состояния. Через сутки замеры работы скважины повторяют и выводят на нормальный режим.

На базе этих измерений строится индикаторная диаграмма (зависимость между дебитом скважины и забойным давлением) для определения коэффициента продуктивности скважины и текущего пластового давления. Полученные данные используются при расчетах коэффициента проницаемости и других гидродинамических характеристик пласта.

В нагнетательных скважинах при исследовании фиксируются давление и приемистость, при этом каждое последующее значение давления должно быть больше предыдущего.

Этим же методом исследуется и фонтанный фонд, для чего скважина обязательно должна быть оборудована лубрикатором и исследовательской площадкой. Глубинный манометр МГН-2-250 спускают до интервала перфорации с последующим замером забойного и пластового давления. По глубинным пробам уточняют физико-химические свойства пластовых жидкостей. Исследования производят пробоотборниками марки ВПП-300 операторами ЦНИПРа.

Перед исследованием скважина шаблонируется до глубины, большей, чем будет спущен прибор. Низ НКТ должен быть оборудован воронкой. Не ранее, чем за двое суток до проведения глубинных исследований на фонтанной скважине, необходимо провести горячую промывку скважины АДП для обеспечения нормального прохождения приборов.

Исследования глубинным манометром более ценны, чем отбивка уровней, т.к. являются прямым методом определения пластового и забойного давлений и поэтому несут в себе меньшее число ошибок.

На основе результатов глубинных замеров пластового давления и замеров статического уровня (по которым рассчитываются пластовые давления) строят карты изобар. Основное назначение карт – контроль за энергетическим состоянием залежей нефти. Периодичность обновления данных по пластам, находящимся в разработке длительное время, – 1 раз в полгода, по остальным пластам – ежеквартально.

Карты изобар могут быть использованы для расчетов плотности жидкости глушения, но не позже 2-х месяцев с момента построения карты. В дальнейшем для этих целей необходимо замерять статический уровень (пластовое давление) непосредственно перед ремонтом скважины.

Контроль за пластовым давлением производится глубинным манометром в пьезометрических скважинах, которые должны быть оборудованы лубрикатором и исследовательской площадкой.

Опыт работ показал, что время для восстановления давления в остановленных скважинах, в зависимости от пласта, различно. Данные по некоторым продуктивным пластам месторождений Сургутского НГР приведены ниже:

- АС-7, ЮС-2 – для всех месторождений – останавливать на 7 суток;
- АС-8, БС-16, БС-18 Быстринского месторождения – останавливать на 4 суток;
- АС-8, АС-9 Комарьинского месторождения – останавливать на 4 суток;
- АС-9 Вачимского месторождения – останавливать на 4 суток;
- АС-9 Быстринского месторождения – останавливать на 2 суток;
- АС-8 Западно-Солкинского месторождения – останавливать на 2 суток;
- БС-1, БС-2 Быстринского месторождения – останавливать на 1-2 суток;
- БС-1 Солкинского месторождения – останавливать на 1 сутки.

Второй метод исследования скважин – **метод неустановившейся фильтрации**.

В фонтанных скважинах замеряют забойное давление глубинным манометром, дебит скважины, расчетным путем определяют проницаемость пласта, пьезопроводность, гидропроводность, коэффициент продуктивности и гидродинамического совершенства.

Для механизированных скважин – **метод последовательной смены стационарных состояний (КВУ)**. Качественная информация получается при условии, что уровень растет с глубины спуска насоса до устья скважины.

Технология исследования такова: после замера динамического уровня скважину останавливают и отбивают уровни через 5, 15, 30 мин, 1 час, 3 часа, 24 часа и далее через каждые сутки до стабилизации уровня.

Каждая скважина 1 раз за период эксплуатации должна пройти исследование методом неустановившейся фильтрации, так как это помогает оценить эффективность от применяемых методов воздействия на пласт.

КВУ, снятые в промежуточном интервале, искажают информацию о добычных возможностях скважины (занижают расчетный дебит и завышают коэффициент продуктивности). В настоящее время на месторождениях Западной Сибири методом КВУ исследовано около 70% скважин, эксплуатирующих ШГН.

Метод КПД (кривая падения давления) – это один из способов исследования нагнетательных скважин, и также является методом неустановившегося режима. При снятии КПД необходимо знать приемистость скважины, т.к. она участвует в расчетах по определению проницаемости пласта и призабойной зоны.

Технология такова: определяют рабочее буферное давление, затем закрывают скважину и прослеживают падение буферного давления с промежутком времени через 5, 10, 20, 30 мин, 1 час, 4 часа, 24 часа и каждые сутки до $P_{\text{буф}} \sim 0$. На участке, близком к стабильному (пластовому), должно быть не менее 2 точек с промежутком по времени 2-3 часа.

При расчете КПД определяются следующие параметры: пластовое давление, коэффициент продуктивности, коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта и призабойной зоны, последнее позволяет судить о необходимости обработок призабойной зоны пласта, а также отражает эффективность проведенных мероприятий,

Для замера газового фактора применяется стандартное оборудование (трапы, ДИКТ, образцовые манометры), а также используется прибор СИБНИИНП, который подсоединяется к линейному патрубку для отбора проб жидкости.

Основные параметры, измеряемые и рассчитываемые при исследовании скважин:

- статический уровень ($H_{\text{ст}}$) – стабилизированный уровень жидкости в остановленной скважине, при замеренном значении затрубного давления. Затрубная задвижка при отбивке $H_{\text{ст}}$ должна быть закрыта;
- динамический уровень ($H_{\text{дин}}$) – уровень жидкости в работающей скважине;
- пластовое давление ($P_{\text{пл}}$) – давление на забое остановленной скважины, аналог $H_{\text{ст}}$;
- забойное давление ($P_{\text{зб}}$) – давление на забое работающей скважины, аналог $H_{\text{дин}}$;

- коэффициент продуктивности ($K_{\text{ПРОД}}$) – это параметр, характеризующий добычные возможности скважины. Размерность – т/сут-атм. Физический смысл – увеличение дебита скважины (т/сут) при снижении забойного давления на одну атмосферу;
- коэффициент гидропроводности ($e = kh/\mu$ – комплексный параметр, учитывающий влияние коллекторских свойств пласта и флюидов на дебит (приемистость) скважин. Существует прямая зависимость между гидропроводностью и дебитом (приемистостью). Здесь k – проницаемость, h – мощность пласта, μ – вязкость жидкости;
- коэффициент пьезопроводности (χ – характеризует скорость передачи волны давления, т.е. определяет степень взаимодействия скважин при создании возмущения (организации закачки, остановок или запусков скважин, форсирование отборов и т.д.). Размерность – см²/сек.

4.3. Теоретические и методические основы гидродинамических исследований скважин и пластов со сложными траекториями нестационарных течений (горизонтальных и условно вертикальных)

Современные гидродинамические методы исследования скважин (ГДИС) являются дальнейшим развитием и существенным дополнением широко известных, традиционных ГДИС на базе линейной теории упругого режима при плоскорадиальной фильтрации [15,16].

В таблице 4.1 представлены некоторые сравнительные их характеристики.

Таблица 4.1

Сравнительные характеристики традиционных и современных гидродинамических методов исследования скважин на базе линейной теории упругого режима фильтрации

Характеристики	Методы ГДИС по КПД-КВД	
	традиционные	современные
при анализе данных используются	скорость изменения давления во времени $P_{\text{заб}}(t)$	дополнительно используется темп изменения давления $\frac{\partial P_3(t)}{\partial t}$
используется концепция	только плоскорадиального притока к вертикальной скважине $j = 1$	сложных конфигураций траекторий неустановившейся фильтрации к скважинам (горизонтальным и др.) $j=0; 1; 2$. Сложные МПФС
применяемые глубинные манометры	с механическими датчиками давления (геликсовые, поршневые...)	электронные с пьезокварцевыми датчиками давления
вид регистрации	в основном на бланке	в электронной памяти

Окончание табл. 4.1

Характеристики	Методы ГДИС по КВД-КВД	
	традиционные	современные
продолжительность времени регистрации, сутки	до 1-15	до 20-500
объем памяти, точек регистрации	от нескольких до нескольких десятков	от 1000 до 500000
порог чувствительности, МПа	$1,4 \times 10^{-3} - 7 \times 10^{-4}$	$5 \times 10^{-5} - 7 \times 10^{-6}$
расшифровка, «считывание» данных	часто ручная с помощью компьютера	компьютерные технологии
обработка данных, графические построения, выделение характерных участков КВД-КВД, гидропрослушивание...	с выделением характерных точек, иногда с помощью компьютера	вспомогательные автоматизированные компьютерные технологии - программные комплексы с использованием производных давления
число оцениваемых, определяемых параметров, качество информационного обеспечения	2-3 $\rightarrow M; I_{\text{сгп}}; (S?)$	4 и более $\rightarrow K_r; K_v; M; S; \Psi_{K_v};$ структура потока...
затраты на исследования скважин	относительно низкие	
информационная эффективность	хорошая	высокая

5. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ СИСТЕМНЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

5.1. Цели и задачи промыслово-геофизического и гидродинамического системного контроля

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. Наиболее полно эта проблема освещена в работе А.И. Ипатова и М.И. Кременецкого (2006).

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 [17].

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 [17].

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 достижение глобальных целей [17].

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

2. Прогноз добычных 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.

В настоящее время оценки системного ПГК удастся проводить только на крупных месторождениях, обладающих продолжительной историей 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.

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 промысловых 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. Глубины производства скважинных измерений могут варьировать от сотен до 5000-6000 м, а максимальные температуры и давления могут достигать соответственно 170°C и более 60 МПа. 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 зависимости 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). Ниже (таблица 5.1) приведены принципы комплексирования методов и технологий ГИС-контроля, рекомендуемые при решении основных задач контроля разработки месторождений нефти и газа. Более подробно эти требования изложены в регламентных документах, в частности, в федеральном РД 153-39.0-109-01.

Таблица 5.1

Комплексирование ПГИ-ГДИС при контроле разработки месторождений нефти и газа (по А.И. Ипатову и М.И. Кременецкому)

Группа стандартных задач Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
1	2	3
I. УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В ЗОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ		
1.1 Уточнение границ продуктивных толщин по разрезу скважины		
1. Границы продуктивных толщин при опробовании*	Методы открытого ствола вместе с методами оценки приток-состава, опробователей пласта	Разведочные скважины. Поэтапное опробование путем установки пакеров для разобщения отдельных пластов (пропластков). На этапе опробования
2. Границы продуктивных толщин при дополнительном использовании неэлектрических методов оценки насыщения*	Методы открытого ствола вместе с методами НК, ИНК, УКК, ВАК, МНА	Разведочные, осваиваемые эксплуатационные скважины. Фоновые ПГИ в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения

Продолжение табл. 5.1

1	2	3
3. Границы продуктивных толщин при обсадке продуктивного интервала стекло-пластиковыми трубами*	ИК, ДК, ВИКИЗ, ТМ	Скважины, оборудованные стеклопластиковым хвостовиком эксплуатационной колонны. В статике или динамике. На этапе освоения
4. Привязка методов ГИС-контроля к терригенному разрезу скважины *	ГК.ЛМ	Все скважины с терригенным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении ГИС-контроля
5. Привязка методов ГИС-контроля к карбонатному разрезу скважины*	нк, лм	Все скважины с карбонатным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении исследований ГИС-контроля
6. Геотермический градиент в долго простаивающих скважинах, интервалы залегания много мерзлых пород*	ТМ	Наблюдательные (глухие) или долго простаивающие скважины. Фоновая съемка Повторные (временные) исследования геотермии нецелесообразны
I. II Определение положения продуктивных пластов и геологических неоднородностей в межскважинном пространстве		
1. Профильная или объемная корреляция границ продуктивных толщин при использовании данных опробования***	Методы открытого ствола вместе с методами оценки приток-состава, опробованиями пластов	Разведочные и осваиваемые эксплуатационные скважины. Опробование при установке пакеров для разобщения отдельных пластов. На этапе опробования
2. Геологические неоднородности и нарушения в межскважинном пространстве**	ВСП, ГДП межскважинное прозвучивание, метод пассивной геоакустики	Любые группы скважин, включающие задающие (при ГДП - работающие в циклическом режиме) и реагирующие (при ГДП - простаивающие). Исследования по специальной программе
II.I Определение профиля притока или приемистости, оценки состава притока		
1. Профиль (интервалы) притока жидкости*	РМ_Ж, ТА, ТМ	Добывающие нефтяные, водозаборные 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*	РМ_Г, ТА, ТМ, ШИ	Добывающие газовые скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват - 20%ДФ, периодичность - 1 год

Продолжение табл. 5.1

1	2	3
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
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

1	2	3
И. II Определение начального, текущего или остаточного нефте- и газонасыщения пласта		
1 .Начальное ВНК*	ГИС, НК, ИНК, УКК, ВАК	Разведочные, осваиваемые эксплуатационные, транзитные скважины. Фоновые в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения (для газоносных)
2. Начальное ГВК*	ГИС, НК, временные ТМ	
3. Начальное ГНК*		
4. Начальная нефтегазонасыщенность*	НК, ИНК, УКК, ВАК	
5. Начальная нефтенасыщенность*		
6. Начальная газонасыщенность*	НК	
7 Положение ВНК*	НК, ИНК, УКК, ВАК	Контрольные (наблюдательные) глухие скважины (100% КФ), ТФ - по необходимости, разведочные. Периодичность 3-6 мес. (при прослеживании фронта обводнения) до 2 лет (на завершающем этапе разработки) Строящиеся эксплуатационные скважины. На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения (для газоносных)
8. Положение ГВК*	временные НК	
9. Положение ГНК*		
10. Текущая нефтегазонасыщенность*	НК, ИНК, УКК, ВАК	
11 Текущая нефтенасыщенность**	То же, плюс ИНК с закачкой МВ и последующей очисткой пласта при отработке	То же, плюс добывающие нефтяные скважины (технология ИНК с закачкой МВ и прослеживанием темпа и степени очистки у отдельных толщин) - охват ДФ 3%, периодичность - по необходимости
12. Текущая газонасыщенность*	НК,ИНК(ИННК),ВАК	
13. Изменение нефтегазонасыщенности за период времени***	Временные замеры НК, ИНК	То же (100% КФ), плюс эксплуатационный фонд скважин. Охват 5%, по необходимости - ТФ
14. Изменение водонасыщенности во времени***	Тоже	
15 Обводнение продуктивных толщин при обсадке стеклопластиковыми трубами, количественные оценки текущей нефтегазонасыщенности и ее изменений*	ик,дк,викиз	Скважины, оборудованные стеклопластиковым хвостовиком эксплуатационной колонны (ОФ -100%). Периодичность 3 месяца (прослеживание фронта обводнения) до 1 раз/2 года (оценки остаточной нефтегазонасыщенности)

1	2	3
П.Ш Работающие толщины пласта		
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)	
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)
Ш. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ СВОЙСТВ ПЛАСТА		
Ш. I Оценка параметров режима работы скважины и энергетических свойств пласта		
1. Устьевые: давление (буферное, затрубное и в меж-трубье), 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%.

Продолжение табл. 5.1

1	2	3
4. Депрессия (репрессия) на пласт(ы) ***	То же	То же
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 результатов 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
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
III. 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

Продолжение табл. 5.1

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

ІУ. ІІІ 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.ІІ)
2. Направления межпластовых перетоков*		
3. Тип флюида в межпластовом перетоке) **		
4 Дебиты межпластовых перетоков		
ІУ.ІУ Определение суммарных фазовых расходов скважины		
1. Суммарный расход стабильно работающей скважины по жидкости *	Замерные установки или РМ_Ж (замеры вне интервалов притока на разных скоростях на спусках и подъемах), дополнительно - ФХИ (анализ проб)	Добывающие нефтяные или водозаборные скважины. В процессе ПГИ с определением приток-состава (см. п.П.1)
2. Суммарный расход скважины по газу*	Замерные установки или РМ_Г, дополнительно - ФХИ (анализ проб продукции)	Добывающие газовые скважины. В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п.І.1)
3. Суммарные фазовые дебиты газо-жидкостной продукции для стабильно работающей скважины (включая ее обводненность) *	Замерные установки или РМ_Г, БМ, ТМ или РМ_Ж (замеры вне интервалов притока на разных скоростях на спусках и подъемах), ПЛ (БМ), ВЛ, ФХИ дополнительно	Добывающие обводняющиеся нефтяные или газовые скважины. В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п. ПЛ)
4. Суммарный расход нестабильно работающей малodeбитной скважины по жидкости*	ЭХ (уровни) или ПЛ (ВЛ, БМ)	Добывающие обводняющиеся нефтяные скважины, эксплуатирующиеся в режиме накопления (подъема уровня). В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п.П.1)
5. Суммарные фазовые дебиты газожидкостной продукции для нестабильно работающей малodeбитной скважины (включая ее обводненность) *	ЭХ (уровни) или БМ (ВЛ, ПЛ)	Добывающие обводняющиеся нефтяные или газовые скважины, эксплуатирующиеся в режиме накопления (подъема уровня). В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п. П.І)
У. ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ		
У. І Уточнение положения элементов конструкции (по необходимости)		
1. Муфты обсадных и лифтовых колонн*	ЛМ, ГГДТ, ЭМД	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ

Продолжение табл. 5.1

2. Траектория ствола скважины*	Инклинометрия гироскопическая	Эксплуатационный фонд скважин. Согласно плану повторной инклинометрии
3. Искусственный забой*	Шаблонирование, ЛМ, ГК	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ
4. Элементы подземного оборудования (башмак НКТ, пакеры, пусковые муфты и т.п.)*	ЛМ, МК, ЭМД, ГГДТ или методами оценки притока, ТМ, ШИ в динамике	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ или по спец. программе
У.III Контроль качества цементационных работ - (по необходимости или при КРС)		
1. Наличие (полное или частичное) цемента в заколонном пространстве*	ТМ после заливки, ГГЦ, АКЦ	Фонд обсаженных скважин. Охват 100%. После выполнения цементации
2. Содержание цемента по направлениям*	ГГЦ, АКЦ, ВАК	То же
3. Сцепление цемента с породой и колонной*	АКЦ, ВАК	Фонд обсаженных скважин. При подозрениях на негерметичность ЦК и заколонные перетоки
4. Качество цементации колонны*	ВАК	То же
5. Негерметичности цементного кольца, создающие условия для заколонных перетоков флюидов*	В динамике методами ТМ, ШИ, ШС	То же и в процессе ПГИ на оценку «приток-состава»
У.І.І Оценки эффективности очистки призабойной зоны		
1. Эффективность свабирования (компрессирования) *	Серия ТМ, БМ	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий
2. Эффективность кислотной обработки*	НК, ТМ, методы оценки притока, ГК	То же после проведения С КО
3. Эффективность АВ воздействия на пласт(акустического) или др. *	ТМ, методы оценки притока, ШС	То же после проведения ГТМ
У.І.І Оценки эффективности воздействия на дальнюю зону пласта		
1. Эффективность гидро разрыва 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
У.І.У Оценки эффективности других мероприятий по изменению технического состояния скважины		

1. Эффективность торпедирования (обрыва) колонны*	ПО, МК, ТМ, ГГДТ	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий
2. Эффективность установки цементного моста*	ТМ, методы оценки притока	То же
3. Эффективность установки взрыв-пакеров*	ТМ, методы оценки притока, ЛМ, МК, ГГДТ	
4. Эффективность ликвидации парафино-гидратных образований с помощью электронагревательных или индукционных нагревателей, механических скребков*	ЛМ, МК, ТМ, ТИ	То же
УП 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.1, 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, ГГДТ, ВАК)	То же
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 ³ /сут., газа 500 н.м ³ /сут.)*	Серия ТМ на переходных режимах при смене депрессии и в статике во времени - с момента останова (спец. методики оценки)	
6. Дебиты межпластовых перетоков сверху (для жидкости свыше 3 м ³ /сут., газа 3000 н.м ³ /сут.)*		

* 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.

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 [17].

В длительно простаивающих скважинах (неработающих, наблюдательных) выполняют измерения, которые сопоставляют с фоновыми замерами 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.

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: а) измерения на технологическом режиме эксплуатации; б) серию измерений на установившихся режимах, отличающихся депрессией на пласт; в) серию разновременных измерений непосредственно после прекращения эксплуатации; г) регистрацию на фиксированной глубине во времени кривых восстановления давления и температуры после прекращения эксплуатации; д) 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 низкодебитных скважинах, характеризующихся нестационарными условиями исследований, используют технологии: а) регистрацию серии разновременных диаграмм по глубине в процессе изменения режима работы скважины (или ее возбуждения), а также на последующем этапе затухания притока; б) регистрацию 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); в) регистрацию кривых изменения во времени давления на устье скважины (на буфере, в межтрубье) и на забое; г) фиксацию 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 малодебитных 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: а) 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); б) регистрацию при каждом исследовании положений муфт обсадной колонны, ГК или НК для привязки данных измерений; в) определение текущего состояния многолетнемерзлых пород и конструкций скважины в интервале их залегания; г) выполнение исследований полным комплексом методов, предназначенных для решения задачи; д) выполнение исследований в интервале, превышающем по протяженности изучаемый объект (с целью получения данных против опорных пластов и в интервалах глубин с невозмущенными характеристиками); е) выполнение повторного измерения по всему интервалу основной записи при условии постоянного режима работы скважины; ж) исследования в эксплуатационных и перфорированных наблюдательных скважинах, где существует опасность избыточного давления на устье (с применением лубрикаторов); з) 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 воздействия: а) химические – обработки пород соляной, плавиковой и другими кислотами; б) термические – прогрев пласта либо закачка в пласт воды с другой температурой; в) гидродинамические – снижение и повышение уровня флюидов в скважине, методика переменных давлений; г) закачку в исследуемые пласты меченых веществ (МВ), которые представляют собой жидкости, обогащенные искусственными радиоактивными изотопами (ИР) либо содержащие

вещества с аномальными свойствами поглощения нейтронов; д) 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.

1. Определение интервалов и профиля притока.
2. Определение интервалов и источника обводнения.
3. Определение интервалов заколонной циркуляции, перетоков флюидов.
4. Определение технического состояния колонны.
5. 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 м³/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 промыслово-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 $УЭС=5-9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$); 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 сложной 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 колонных перетоков [18].

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 промыслового и геофизического мониторинга разработки нефтяных месторождений в Западной Сибири в таблице

5.2 представлены минимальные требования к опорным сетям ПГИ и ГДИС отдельно по решаемым задачам, где предлагаются следующие *диапазоны критериев* по системности организации ПГИ-ГДИС-ФХИ на месторождениях.

Таблица 5.2

Диапазоны допустимых критериев по охвату и периодичности стандартных комплексов ПГИ (по А.И. Ипатову и М.И. Кременецкому)

Категории скважин	Комплексы ПГИ							Сопутствующие	
	Профиль и состав притока	Источники обводнения, работающие толщины	Профили приемистости	Заколонные перетоки	Контроль ВНК, Кн-тек	Контроль ГВК, КГ-тек	Контроль технического состояния	Оценки энергетических параметров $P_{ю}$	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»
<i>Системный промыслово-геофизический контроль и его комплексирование</i>									
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»	
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. Водоза-	«НЕ»		«НЕ»				«НЕ»	«Г»	«НЕ»

Периодичность ПГИ и сопутствующих ГДИС:

«КВ» – раз в квартал; «ПГ» – раз в полгода; «Г» – раз в год; «n-Г» – раз в n 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 устьях эксплуатационных скважин) – таблица 5.3;
- физико-химических исследований (ФХИ) проб продукции – таблица 5.4.

Таблица 5.3

Периодичность вспомогательных технологических измерений
(замеров, выполняемых на устье эксплуатационных скважин)
(по А.И. Ипатову и М.И. Кременецкому)

Категории скважин	Промысловые технологические замеры							ГДИС	
	Дебит (расход) жидкости		Де-бит газа	Обводненность продукции		Газовый фак-тор		Устьевые Ту иРу (буферное, затрубное, межтрубное)	Динамические уровни, ценки Р заб
	до 5т/сут	более	по АР	до 2%	более	при Рпп>Рнас	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.

Таблица 5.4

**Периодичность вспомогательных физико-химических исследований
проб продукции**

Категории скважин	Отбор и химический анализ проб углеводородов:		Отбор и химический анализ воды	
	поверхностных	глубинных	минерализация, плотность, химический состав	твердые вещества в закачиваемой воде
	плотность, фракционный состав	плотность, насыщение, фракционный состав		
1.1 ДФ	«НЕ»	«СП»	«НЕ»	
1.2 ОС в ДФ	«ПГ»	«2Г»	«КВ»	
1.3 ОС в ДФ, эксплуатирующем многопластовую	«КВ»	«СП»	«КВ»	
2. НФ				«РВ»
3. Водозаборные			«ПГ»	

Периодичность промысловых технологических измерений:

«РВ» – разово; «НЕ» – по необходимости; «КВ» – раз в квартал; «ПГ» – раз в полгода; «2Г» – раз в 2 года; «СП» – по специальной программе.

5.2. Решение задач системного контроля с помощью комплексных исследований

Объемы и методы промыслово-геофизических исследований определяются назначением скважины, способом и режимом ее эксплуатации, решаемыми задачами. Эффективность ПГИ определяется многократностью проведения замеров при смене условий (режимов) в скважине. Обычно для технологий ПГИ используют следующие режимы работы скважины [17].

Скважина работает со стабильным расходом, работает в режиме фонтанирования. Последовательно проводят измерения 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.

Скважина работает с нестабильным или низким дебитом в процессе освоения. Нестационарные условия исследований: регистрация разновременных 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.

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 после их стабилизации; в простаивающих скважинах; замеры после пуска или изменения дебита через: 0,5, 1, 2, 3, 5 часов и т.д.

4. В малодебитных скважинах, работающих в режиме пульсирующего потока, дополнительно проводят флуктуационные измерения.

Обеспечение оценок выработки запасов и их подтверждаемость.
Из всех видов ПГИ системный подход наиболее важен для исследований, направленных на оценку параметров, позволяющих в итоге давать распределения в пластах остаточных запасов углеводородов [17,18].

Перед вводом месторождения в разработку производится подсчет и утверждение в ГКЗ запасов. Затем по мере разбуривания залежей запасы углеводородов обязательно уточняются (в том числе и поблочно) с учетом информации ГИС-ПГИ-ГДИС, полученной по более плотной сетке скважин (корректируются размеры залежи, положения контуров и значения петрофизических параметров). Также на этот момент времени оценивают наблюдаемые тенденции по выработке пластов, включая данные по лабораторным исследованиям кернового материала, пластовых флюидов, результаты анализа истории разработки (накопленные отборы и закачки). В этой связи в процессе кустового разбуривания площади рекомендуется применять расширенные комплексы ГИС (максимально приближенные к комплексам разведочных скважин); поинтервальные испытания, отбор и анализ керна в скважинах с малыми углами наклона ствола (одна скважина на куст), чтобы можно было оперативно скорректировать петрофизические зависимости, уточнить ФЕС и потенциальную энергию пластов [18]. Угол наклона скважины должен позволять проводить исследования без применения специальных методов доставки приборов на забой. На поздней стадии разработки данная сеть скважин позволит составить более точную картину распределения остаточных запасов.

В основе оценок по выработке запасов, как правило, выбирают участок (объект), расположенный в зоне опытно-промышленной эксплуатации. Для такого участка по геолого-промысловым данным может быть построена гидродинамическая модель, настройка которой должна производиться с учетом всех имеющихся здесь результатов ПГИ-ГДИС. В комплексах ПГИ на этой стадии исследований должно быть предусмотрено максимально возможное применение наиболее эффективных методов (ИННК с закачками МВ, С/О-каротаж, ВАК, механическая расходометрия в комплексе с ТМ и БМ на нескольких режимах отбора, опробователи пластов, др.).

Анализ выработки проводят комплексно (при настройке гидродинамической модели по результатам ГИС- ПГИ-ГДИС, данных керновых исследований). При необходимости могут быть проведены дополнительные межскважинные исследования (ВСП, ГДП, трассирования МВ) с целью выявления гидродинамической связи пластов и скважин, выявления непроницаемых барьеров и выклинивания продуктивных толщин. Средствами анализа процессов выработки могут быть профили, карты, 3D-построения.

Также количественно оцениваются изменения положения контактов, коэффициенты вытеснения, текущей нефте- или газонасыщенности, охвата (выработкой, заводнением), нефте(газо)отдачи:

$$\eta_{\text{тек}} = \frac{Q_{\text{Н.тек}}}{Q_{\text{Н.нач}}} = \frac{K_{\text{Н.нач}} - K_{\text{Н.тек}}}{UK_{\text{Н.нач}}}. \quad (5.1)$$

Расхождения накопленных по объекту объемов добытой нефти, определенных методами материального баланса и по данным ГИС-ПГИ, не должны расходиться более, чем на 10-15% (иначе необходимо установить причину расхождения).

Для решения задачи о распределении остаточных запасов производят построения:

- профилей выработки запасов (для чего с учетом искривленности ствола скважины устанавливается соответствие разбровок продуктивных толщин по ГИС с результатами выполненных ПГИ, оценками ФЕС пласта по ГДИС и данными по накопленным отборам-закачкам);
- карт остаточных газо- и нефтенасыщенных толщин (учитываются только толщины, в которых $K_{\text{Н.тек}} > K_{\text{Н.о}}$);
- карт текущей (средневзвешенной по толщине пласта) нефте(газо)-насыщенности (в нагнетательной скважине принимается $K_{\text{Н.тек}} = K_{\text{Н.о}}$);
- карт коэффициента вытеснения подвижной нефти средневзвешенный по толщине параметр:

$$P_{\text{выт}} = \frac{K_{\text{К.нач}} - K_{\text{Н.тек}}}{K_{\text{К.нач}} - K_{\text{К.о}}}. \quad (5.2)$$

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 [17].

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 «MDT», «CHDT»).

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 отсутствии 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 [17]. 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 н.м³/сут, для жидкости порядка 0,5 м³/сут. Для заколонных перетоков сверху соответственно: для жидкости критический расход – свыше 3 м³/сут., а для газа - свыше 3000 н.м³/сут.) [17].

Количественные оценки *интенсивности и состава перетока* возможны также с помощью метода спектральной акустической и электромагнитной шумометрии. Обрабатываются 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 циркуляции (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.

6. СИСТЕМООБРАЗУЮЩАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И ДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИ МОНИТОРИНГЕ И МОДЕЛИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

6.1. Принципы интерпретации и динамического анализа результатов промыслово-геофизического контроля

Современный этап развития нефтегазового дела в мире показателен в плане широкого внедрения на производстве высокотехнологичных и наукоемких разработок. Эффективная эксплуатация месторождений нефти и газа возможна, если достигается высокая степень изученности геологии залежей, а также динамических процессов при их выработке. 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 промысловых 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.).

В настоящее время наиболее информативными способами для контроля разработки нефтяных и газовых месторождений в России и за рубежом признаны гидродинамические и промыслово - геофизические методы исследований скважин. 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. Особенно актуальным применение данных способов контроля стало для новых, как правило, сложно построенных (в геологическом плане) месторождений.

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 работы 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.

Таким образом, можно говорить о создании целой отрасли, охватывающей различные сервисные службы по обеспечению геолого-промысловой информацией, в их числе: производство специального скважинного и метрологического оборудования; контрольно - измерительные устьевые и глубинные средства; программное и методическое обеспечение; производственные полевые и интерпретационные геологические службы, аналитические и проектные центры.

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 В.Н. Дахнова. 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). Авторы убеждены, что 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 геофизических 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). Пример организации такого автоматизированного комплекса в компании СИБНЕФТЬ приведен на рисунке 6.1.

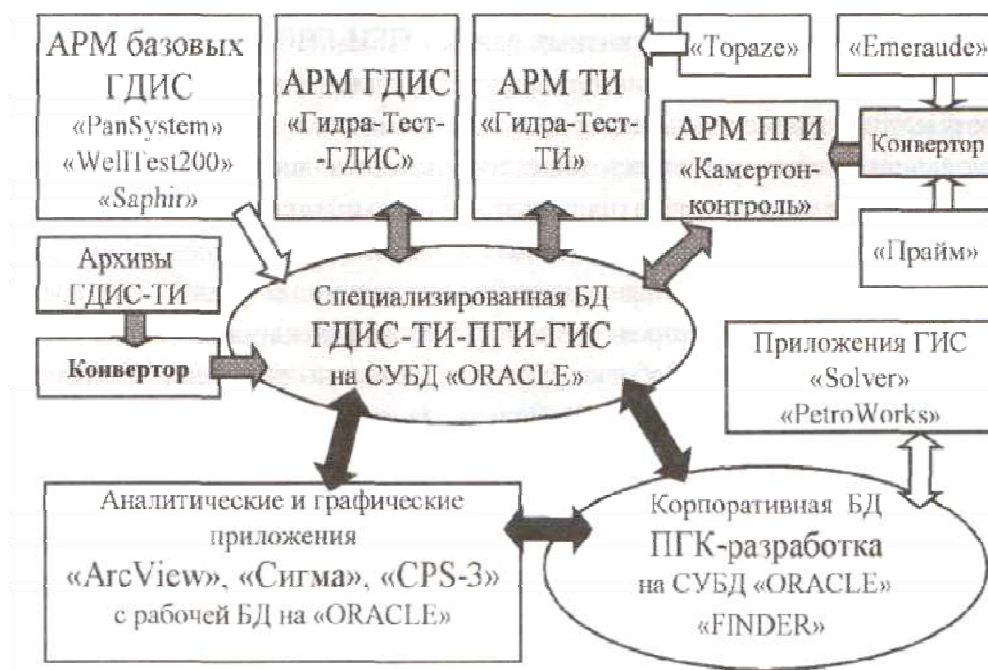


Рис. 6.1. Пример организации в нефтяной компании автоматизированного комплекса, предназначенного для системообразующей интерпретации и динамического анализа результатов ПГК

Начало развитию отечественных систем автоматизированного площадного и динамического анализа совокупных результатов промыслового и геофизического контроля положили научно - исследовательские и проектно-изыскательские работы, выполненные авторами на кафедре ГИС РГУНГ им. Губкина. Значительный вклад в это направление внесли также специалисты компаний: Сигма-Прокси, Центральной геофизической экспедиции, Газпромгеофизика, Нижневартонскгеофизика, Ноябрьск-нефтегазгеофизика, Оренбурггеофизика и др.

Значительные наработки в совершенствовании инструмента и технологии ведения обобщающей интерпретации ПГК имеются в настоящее время в специально созданных аналитических центрах, успешно функционирующих в компании СИБНЕФТЬ в Москве и Ноябрьске. Отделы исследований этих центров в содружестве со специалистами - геологами и гидродинамиками выполнили значительные объемы работ по анализу, обоснованию

и созданию цифровых геологических и гидродинамических моделей ряда крупных месторождений. Выделены модули, разработанные специально для решения задач автоматизированного комплекса в ОАО СИБНЕФТЬ, прочие модули со стандартным программным приложением.

Ранее авторами были также выполнены аналогичные работы для других ведущих нефтяных компаний: ГАЗПРОМ, ЛУКОЙЛ, СЛАВНЕФТЬ, ТНК.

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 - 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 [4-8].

6.2. 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 площадных 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 этого вида интерпретации 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.

7. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПО КВД-КПД

7.1. Основы исследования горизонтальных скважин

Внедрение горизонтальных скважин, новых технологий разработки сложнопостроенных нефтяных и газовых месторождений, с трудноизвлекаемыми запасами, аномальными (неньютоновскими) свойствами нефтей выдвигает научно-техническую проблему дальнейшего развития и совершенствования комплекса взаимосвязанных составляющих элементов гидродинамических исследований скважин и пластов (ГДИС) со сложными траекториями фильтрации. К таким элементам системы ГДИС относятся теоретические основы, техника и технология проведения (замеры - регистрация с помощью глубинных приборов изменений во времени забойных давлений, дебитов, температур), методы и процедуры обработки и интерпретации данных промыслово-экспериментальных исследований, оценка результатов ГДИС горизонтальных и гидродинамически несовершенных вертикальных скважин [13-24]. Основные принципиальные отличия ГДИС горизонтальных скважин от вертикальных заключаются в нетрадиционных сложных конфигурациях фильтрационных течений, отличных от плоско-радиальных потоков. Разработанные за последние годы высокоточные глубинные электронные манометры с пьезокварцевыми датчиками давления и глубинные комплексы с сопутствующим компьютерным обеспечением позволяют использовать при анализе данных ГДИС темпы изменения давления, а значит соответствующие процедуры на базе логарифмических производных давления. Это резко улучшает качество интерпретации и увеличивает число определяемых параметров продуктивных пластов.

Основной научной идеей исследования горизонтальных скважин является концепция приближенного моделирования неустановившихся фильтрационных потоков со сложными конфигурациями траекторий течения путем их схематизации во времени и пространстве простейшими одномерными фильтрационными потоками и их комбинациями при решении обратных задач подземной гидромеханики. При этом необходимо использовать приближенные математического моделирования и схематизацию сложной картины фильтрации неньютоновских нефтей в зонально-неоднородных пластах с подвижными условными границами раздела зон фильтрации нефти с разрушенной и не разрушенной структурой и диагностики параметров этих зон.

Современные ГДИС рассматриваются как система с неопределенностями, как слабоструктурированная проблема системного анализа. Такой системный подход служит методическим средством изучения проблемы

ГДИС и позволяет использовать интегральный эффект системы при создании идеализированных моделей пластовых фильтрационных систем (МПФС), отражающих реальные объекты - продуктивные пласты, в том числе и горизонтальные скважины со сложными траекториями фильтрации. МПФС - это мультидисциплинарный синтез прямых и обратных задач подземной гидромеханики, цикла нефтегазопромысловых и других дисциплин, ее трансформации и формализация для предлагаемого выделения новых диагностических (идентификационных) признаков (ДП) разных МПФС с тем, чтобы, создав банк-каталог различных прогностических теоретических имитационных МПФС по этим ДП можно было бы с наибольшей вероятностью распознавать, выделять альтернативные варианты МПФС при обработке промысловых данных (в том числе со сложными траекториями для горизонтальных скважин и их простейшими составляющими) и интерпретировать - оценивать их параметры с помощью специально разработанных приемов и процедур экспертных оценок. Сложные пространственные конфигурации траектории фильтрации предлагается приближенно схематизировать простейшими одномерными фильтрационными потоками и их комбинациями, что позволяет обеспечивать, в конечном счете, их приближенное математическое моделирование и изучение методами математической физики.

К числу простейших одномерных потоков МПФС относятся: линейный (прямолинейно-параллельный) фильтрационный поток - ЛФП, (плоско) радиальный - РФП, (радиально) сферический - СФП и их комбинации - билинейный фильтрационный поток (БЛФП), псевдорadiaльный (ПРФП), период влияния ствола скважины (ВСС). Линейное дифференциальное уравнение пьезопроводности для простейших одномерных потоков и их МПФС представляется в виде:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{j}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{j}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (7.1)$$

где: P – давление;

r – радиальная координата расстояния;

t – время;

j – коэффициент размерности пространства одного измерения, $j = 0; 1; 2$ для прямолинейно-параллельного, плоскорадиального и радиально-сферического потоков соответственно;

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot \beta^*}, \quad (7.2)$$

где χ – коэффициент пьезопроводности;

μ – вязкость флюида в пластовых условиях;

β^* – коэффициент упругости пласта.

Решение прямых и обратных задач подземной гидромеханики и их соотношение в приложении к ГДИС с выделением ДП и методология

обработки и интерпретации КПД-КВД анализируются на примере так называемого метода без учета притока (касательной, полулогарифмической анаморфозы, МДН).

7.2. Методические рекомендации по определению скин-фактора по данным КПД -КВД

Влияние неоднородности пласта на КВД-КПД при плоскорадиальном притоке к скважине, находящейся в центре круговой зоны радиуса r_s (с параметрами k_s и r_s) в бесконечном пласте с проницаемостью k , изучалось В.Н. Щелкачевым (1951 г.), Г.И. Баренблаттом и В.А. Максимовым (1958 г.), Шагиевым Р.Г. (2000, 2002г.), Качмар Г.З., Яремийчук Р.С. (2009 г.) и другими исследователями (анализировалось одновременное влияние неоднородности и послеэксплуатационного притока - ВСС). Учет этого вида неоднородности, по существу скин-фактора S , многими исследователями осуществляется через приведенный радиус скважины:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{R_k}{r_s}, \quad (7.3)$$

где S – скин-фактор,

r_s – радиус гидродинамически совершенной скважины.

Исследования показали возможность определения параметров удаленной зоны пласта по преобразованным графикам КПД - КВД для больших значений времени t . Оценивая rc пр, можно судить о состоянии при-скважинной зоны пласта (ПЗП).

Как известно [13,14 и др.], основная расчетная формула для обработки КПД - КВД по простейшему и широко распространенному традиционному методу без учета притока (т.н. полулогарифмической анаморфозы, касательной, МДН) на базе плоскорадиального притока жидкости к скважине имеет вид:

$$\Delta P_c(r_c, t) \cong \frac{q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{2,25\chi}{r_{снр}^2} + \ln t \right) \approx A + i l g t, \quad (7.4)$$

откуда с учетом (7.2) и (7.3):

$$S = 1,151 \left[\frac{\Delta P_c(t)}{i} - l g t - l g \frac{\chi}{r_c^2} - 0,351 \right]. \quad (7.5)$$

Из формулы (7.4) следует, что графическое изображение зависимости изменения давления в скважине (КПД-КВД) от логарифма времени (т.н. полулогарифмическая анаморфоза) представляется с некоторого момента времени прямолинейным графиком, где по уклону графика i и отрезку A , отсекаемому на оси ординат продолжением прямолинейного участка графика, возможно определение параметров пласта.

Простейший традиционный способ оценки параметров пласта по фактическим данным, замеренным КВД-КВД (после пуска скважины с $q = \text{const}$ или остановки скважины, долгое время работавшей с $q = \text{const}$ и $P_c = \text{const}$), схематически (по рекомендации большинства ранее опубликованных инструкций и методик) заключается в следующем:

- 1) фактическая КВД-КВД строится в полулогарифмических координатах;
- 2) по нанесенным точкам на графике выделяется (находится) прямолинейный участок графика (в простейшем случае выделение прямолинейного участка производится «на глаз» - проводится касательная для точек в поздние моменты времени - по последним точкам; по методу наименьших квадратов с последовательным отбрасыванием начальных точек и определением коэффициентов корреляции или с помощью более сложных процедур линейного и нелинейного регрессивного анализа и др.). Этот пункт вызывает неопределенность и ошибки в итоговых результатах. Начальный участок КВД-КВД может искажаться за счет влияния процессов в стволе скважины (ВСС) и скин-фактора. Обычно время конца этого влияния и начала неискаженного плоскорадиального притока (когда справедливо уравнение (А4)) неизвестно. За прямолинейный участок ошибочно может быть принят другой участок с отличными уклонами от действительного;
- 3) затем по прямолинейному участку (имеется в виду правильно определенному) находят численные значения его уклона i и A ;
- 4) полагая, что фактическая КВД-КВД соответствует МПФС, описываемой уравнением (7.4), принимают:

$$i = 0,1832 \frac{q\mu}{kh} , \quad (7.6)$$

$$A = i l g \frac{2,25}{r_{\text{сnp}}^2} ; \quad (7.7)$$

- 5) из этих соотношений по найденным i , A и известным – замеренным q оценивают гидропроводность:

$$\frac{kh}{\mu} = 0,1832 \frac{q}{i} , \quad (7.8)$$

и комплексный параметр

$$\frac{\chi}{r_{\text{сnp}}^2} = \frac{1}{2,25} 10^{\frac{A}{i}} . \quad (7.9)$$

- 6) иногда предлагается последующее расчленение этих комплексных параметров, принимая известными значения вязкости μ (по данным лабораторных исследований проб жидкости), толщины пласта h (по данным геофизики или расходомерии), пористости m , упругоэластичности β^* и коэффициентов гидродинамического несовершенства скважины,

с целью оценки коэффициентов продуктивности (приемистости), пьезопроводности α и скин-фактора S по формуле (7.5) или приведенного радиуса скважины:

$$r_{\text{спр}} = \sqrt{\frac{2,25\chi}{\frac{A}{10^7}}} . \quad (7.10)$$

Довольно часто, если КПД-КВД «короткие», т.е. зарегистрированы в течение короткого промежутка времени, меньшего чем время окончания влияния ствола скважины - BCC и S , и начала неискаженного плоскорадиального притока, то за действительный прямолинейный участок обычно может быть принят другой ошибочный (например, с уклоном i_l и A_l). Даже небольшая ошибка в определении уклона i_l приводит к значительным ошибкам в оценке отрезка A_l , а их отношение «в степени» входит в выражение (7.10). В этих случаях могут получаться малообъяснимые числовые значения $r_{\text{спр}}$ и S . Поэтому, во избежание недоразумений, при интерпретации данных ГДИС величины S и $r_{\text{спр}}$ не вычленяются, а интерпретация оканчивается на оценке комплекса $\frac{\chi}{r_{\text{спр}}^2}$, физический смысл которого достаточно сложно интерпретировать и применять на практике.

Гораздо понятнее физический смысл скин-фактора S – он может свидетельствовать о степени снижения (изменения) проницаемости k_s в прискважинной зоне по сравнению с проницаемостью в удаленной зоне пласта или характеризовать дополнительные фильтрационные сопротивления в пласте. Это может служить основанием для оценки состояния ПЗП и проведения, например, ГТМ по увеличению k_s (ГРП, СКО и др.).

Вышеизложенный простейший метод был предложен одним из первых и является традиционным и общепринятым. Основная трудность, сложность и неопределенность этого способа в изложенном варианте обработки заключается в необходимости предварительной оценки времени t_l , начиная с которого нужно выделять прямолинейный участок графика КВД. Это время t_l на замеренных КПД-КВД зависит от ряда факторов, вызванных несоблюдением внутренних граничных условий о мгновенном закрытии или пуске скважины (влияние ствола скважины и др.), которые могут искажать начальные участки КВД, и не учитывающиеся в уравнении (7.4). Так, если $t_l > t$, то такие «короткие» КВД нельзя обрабатывать вышеизложенным способом (хотя прямолинейный участок формально может быть выделен).

В работах отечественных и зарубежных исследователей метод без учета притока получил дальнейшее развитие с целью устранения этой неопределенности и более обоснованного выбора времени для начала прямолинейного участка КВД в полулогарифмических координатах. Так, Agarwal с соавторами (1970 г.) получили аналитическое решение задачи о пуске скважины с учетом скин-фактора S и при $q = \text{const}$ в бесконечном пласте в безразмерной форме.

В результате анализа, задаваясь значениями безразмерных параметров была рассчитана и построена серия универсальных кривых (*type curves*) в билогарифмических координатах [$\lg t_D$, $\lg P_D(t_D, C_D)$]. Анализ этих универсальных графиков показал: влияние ствола скважины (ВСС) во всех случаях заключалось и проявлялось в том, что начальные участки универсальных графиков в билогарифмических координатах представлялись взаимно параллельными прямолинейными графиками с уклоном, равным единице, т.е. под углом 45° ($i = 1.0$).

Кроме того, для радиального фильтрационного потока, которое приближенно начинает проявляться на универсальном графике в билогарифмических координатах через 1.5 цикла после окончания влияния ВСС, зависимость давления от влияния ствола скважины выражается:

$$P_D = \frac{1}{2} \left[\ln \frac{t_D}{C_D} + 0,80907 + \ln C_D e^{2s} \right], \quad (7.11)$$

где P_D , t_D , C_D , γ_D – безразмерные давление, время, коэффициент учета влияния скважины и радиуса;

C – коэффициент влияния ствола скважины;

C_t – коэффициент общей сжимаемости флюида в стволе скважины;

Билогарифмический график КПД-КВД обладает идентификационными свойствами (ДП) и называется диагностическим (рисунок 7.1), так как позволяет распознавать различные типы фильтрационных потоков. На этом графике КВД можно выделить четыре участка:

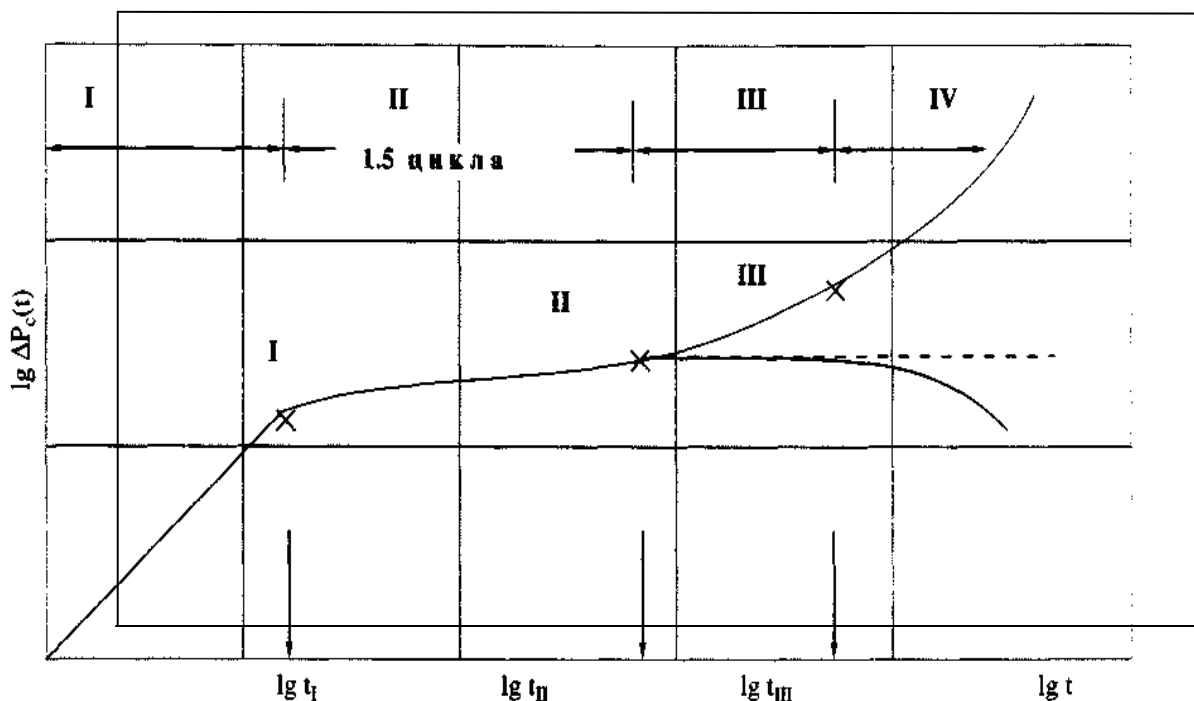


Рис. 7.1. Билогарифмический диагностический график КПД-КВД идентификации режимов течения, типов фильтрационных потоков

- I – начальный прямолинейный с уклоном $i = 1.0$ (ДП) (под углом 45°) с начала координат до t_1 (времени окончания ВСС);
- II – криволинейный переходный продолжительностью между временами t_1 и t_L , оценивается «эмпирическим правилом» в 1.5 цикла, полученным из анализа универсального графика;
- III – средний криволинейный, характеризует РФП, так как здесь справедливо соотношение (7.8), а следовательно, и методика обработки КПД-КВД без учета притока в полулогарифмических координатах; оценив время t_{II} (начала РФП) по диагностическому билогарифмическому графику (ДП), можно определять параметры пласта по графику КПД-КВД в полулогарифмических координатах, при этом снимается основная трудность и неопределенность проведения прямолинейного участка графика по методу без учета притока - его надо проводить, начиная с времени t_{II} , найденного по диагностическому графику;
- IV – конечный участок графика, который зависит и характеризует условия на внешней границе пласта.

Время проявления плоскорадиального течения также определяется с помощью графика логарифмической производной забойного давления в билогарифмических координатах для прямолинейного участка с уклоном $i = 0$.

ДП для искомой МПФС среди моделей-кандидатов служит высокая степень совпадения соответствующих графиков. Отмечается, что неопределенность и неоднозначность в выборе МПФС (на базе решения обратной задачи подземной гидромеханики) уменьшается с увеличением числа испытываемых МПФС-кандидатов из обширного банка (каталога) данных интерпретатора. Для выбора и дискриминации МПФС-кандидатов могут использоваться различные методы - корреляционного сжатия, регрессивного анализа, определения доверительных интервалов и т.д. С целью создания теоретических МПФС при приближенном математическом моделировании потоков со сложными траекториями течения и их последующего исследования и анализа путем замены сложных траекторий течения простыми одномерными фильтрационными потоками и их комбинациями, проведен теоретический анализ различных неустановившихся процессов перераспределения давления в одномерных фильтрационных потоках и их некоторых комбинаций для выделения новых идентификационных характеристик и диагностических признаков.

8. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

8.1. Классификация гидродинамических методов исследования скважин

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) – совокупность различных мероприятий, направленных на измерение определенных параметров (давление, температура, уровень жидкости, дебит и др.) и отбор проб пластовых флюидов (нефти, воды, газа и газоконденсата) в работающих или остановленных скважинах и их регистрацию во времени [13-24].

Интерпретация ГДИС горизонтальных скважин позволяет оценить продуктивные и фильтрационные характеристики пластов и скважин (пластовое давление, продуктивность или фильтрационные коэффициенты, обводненность, газовый фактор, гидропроводность, проницаемость, пьезопроводность, скин-фактор и т. д.), а также особенности околоскважинной и удаленной зон пласта. Эти исследования являются прямым методом определения фильтрационных свойств горных пород в условиях залегания (*in situ*), характера насыщения пласта (газ/нефть/вода) и физических свойств пластовых флюидов (плотность, вязкость, объемный коэффициент, сжимаемость, давление насыщения и т. д.).

Анализ ГДИС основан на установлении взаимосвязей между дебитами скважин и определяющими их перепадами давления в пласте. Основы современной теории гидродинамических исследований нефтяных и газовых скважин были заложены в трудах таких выдающихся ученых, как Лейбензон Л. С., Щелкачев В. Н., Маскет М., Чарный И. А. и др.

В настоящее время исследователи различают ГДИС на установившихся режимах фильтрации – метод снятия индикаторной диаграммы (ИД) и на неустановившихся режимах – методы кривой восстановления давления (КВД), кривой падения давления (КПД), кривой восстановления уровня (КВУ) или кривой притока (КП).

Кривая восстановления давления (КВД). Метод кривой восстановления давления (КВД) применяется для скважин, фонтанирующих с высокими и устойчивыми дебитами. Исследование методом КВД заключается в регистрации давления в остановленной скважине (отбор жидкости прекращён), которая была закрыта путём герметизации устья после кратковременной работы с известным дебитом (тест Хорнера) или после установившегося отбора (метод касательной).

Для определения параметров удаленной от скважины зоны пласта длительность регистрации КВД должна быть достаточной для исключения влияния "послепритока" (продолжающегося притока жидкости в ствол

скважины), после чего увеличение давления происходит только за счёт сжатия жидкости в пласте и её фильтрации из удалённой в ближнюю зону пласта (конечный участок КВД).

Продолжительность исследования эксплуатационной скважины методом КВД может составлять от нескольких десятков часов до нескольких недель, благодаря чему радиус исследования охватывает значительную зону пласта. Тем не менее, при большой длительности исследования конечные участки КВД могут быть искажены влиянием соседних скважин на распределение давления в удалённой зоне пласта.

Кривая восстановления уровня (КВУ). Метод кривой восстановления уровней (метод последовательной смены стационарных состояний) применяется для скважин с низкими пластовыми давлениями (с низкими статическими уровнями), низкими фильтрационными свойствами, то есть нефонтанирующих (без перелива на устье скважины) или неустойчиво фонтанирующих [13].

Вызов притока в таких скважинах осуществляется путём снижения уровня жидкости в стволе скважины методом компрессирования или свабирования.

КВУ проводится в остановленной скважине (отбор жидкости прекращён) с открытым устьем. Из пласта продолжается затухающий со временем приток, сопровождающийся подъёмом уровня жидкости в стволе скважины. Производится регистрация глубины динамического уровня жидкости (ГЖР - газожидкостного раздела) и ВНР (водонефтяного раздела) с течением времени. Подъём уровня и рост столба жидкости сопровождается увеличением давления. Кривую изменения давления в этом случае называют кривой притока (КП). После полного прекращения притока и восстановления давления выполняют замер статического уровня и пластового давления.

Длительность регистрации КВУ или КП зависит от продуктивности скважины, плотности флюида, площади сечения поднимающегося в стволе скважины потока жидкости и угла наклона ствола скважины.

Обработка КВУ позволяет рассчитать пластовое давление, дебит жидкости и коэффициент продуктивности, а в случае регистрации глубины ВНР - обводнённость продукции. При совместной регистрации глубины уровня жидкости и давления глубинным манометром можно получить оценку средней плотности жидкости.

Попытки обработать КВУ по нестационарным моделям "с учётом притока" с целью получения гидропроводности удалённой зоны пласта и скин-фактора, как правило, малоинформативны из-за очень большой упругоёмности ствола скважины с открытым устьем или газовой шапкой. В такой ситуации влияние "послепритока" существенно на всём протяжении КВУ, а методики "учёта притока" часто не дают однозначной интерпретации КП. Для исключения влияния "послепритока" применяют

изоляцию интервала испытания пакерами от остального ствола скважины с использованием ИПТ.

Следует отметить, что некоторыми исследователями разработаны способы интерпретации КВУ с получением гидропроводности пласта с учётом дефицита пластового давления, в связи с проявлением неньютоновских свойств пластовых нефтей [25].

Индикаторные диаграммы (ИД). Метод снятия индикаторной диаграммы (ИД) применяется с целью определения оптимального способа эксплуатации скважины, изучения влияния режима работы скважины на величину дебита. Индикаторные диаграммы строятся по данным установившихся отборов и представляют собой зависимость дебита от депрессии или забойного давления.

Метод установившихся отборов применим для скважин с высокими устойчивыми дебитами и предусматривает проведение замеров на 4-5 установившихся режимах. Отработка скважины, как правило, проводится на штуцерах с различными диаметрами. При каждом режиме измеряют забойное давление, дебиты жидкой и газообразной фаз пластового флюида, обводнённости и др.

Основными определяемыми параметрами являются пластовое давление и коэффициент продуктивности. Для более полной оценки фильтрационных характеристик пласта необходимо комплексирование с методом КВД в остановленной скважине (см. выше). Большое значение имеет конфигурация индикаторной кривой, которая оказывает влияние на определение коэффициента продуктивности [13]. По результатам исследования возможно определение гидропроводности пласта, но этот способ является очень приближённым, т.к. в формулу входит такой параметр как коэффициент несовершенства скважин.

Гидропрослушивание. Гидропрослушивание осуществляется с целью изучения параметров пласта (пьезопроводность, гидропроводность), линий выклинивания, тектонических нарушений и т. п. Сущность метода заключается в наблюдении за изменением уровня или давления в реагирующих скважинах, обусловленным изменением отбора жидкости в соседних возмущающих скважинах. Фиксируя начало прекращения или изменения отбора жидкости в возмущающей скважине и начало изменения давления в реагирующей скважине, по времени пробега волны давления от одной скважины до другой можно судить о свойствах пласта в межскважинном пространстве.

Если при гидропрослушивании в скважине не отмечается реагирование на изменение отбора в соседней скважине, то это указывает на отсутствие гидродинамической связи между скважинами вследствие наличия непроницаемого экрана (тектонического нарушения, выклинивания пласта). Таким образом, гидропрослушивание позволяет выявить особенности

строения пласта, которые не всегда представляется возможным установить в процессе разведки и геологического изучения месторождения.

Программы интерпретации ГДИС В настоящее время в РФ все материалы исследований, любых категорий скважин, интерпретируются по разработанным в нефтегазодобывающих компаниях и специализированных предприятиях программам.

Наиболее известными Программами являются:

- зарубежные FAST, PanSystem, Saphir и др.
- российские ГДИ-эффект, ГидраТест, Гидрозонд, МЕТОД и др.

8.2. Метод интерпретации КВД Евченко

По этому методу в основу обработки КВД положено приближенное уравнение притока:

$$\Delta P_r(t) = \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \left[E_1 \cdot \left(\frac{0,05L^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) + 2 \ln \frac{r_c}{0.227L} + 2S_t \right], \quad (8.1)$$

которое при $t > \frac{5L^2}{4\chi}$ допускает логарифмическую аппроксимацию:

$$\Delta P_r(t) = \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \left(\ln \frac{2.25 \cdot \chi \cdot t}{r_c^2} + 2S_t \right). \quad (8.2)$$

Последовательность расчета.

1. Проверяется условие $t > \frac{5L^2}{4\chi}$ или $t < \frac{5L^2}{4\chi}$.
2. Если $t < \frac{5L^2}{4\chi}$, то по данным исследования скважин строят график в координатах $[\Delta P(t) - E_1(x)]$, где $x = 0,05L^2 / (4 \cdot \chi \cdot t)$.
3. По углу наклона асимптоты i вычисляют гидропроводность пласта $k \cdot h / \mu$, а по точке пересечения асимптоты с осью абсцисс находят S_t .
4. Если $t > \frac{5L^2}{4\chi}$, то график КВД строится в координатах $[\Delta P(t) - \lg t]$.

При этом гидродинамические параметры $k \cdot h / \mu$ и S_t вычисляются аналогично вертикальным скважинам.

Обработка кривых восстановления давления по методу Бадри. Метод предусматривает идентифицировать режимы течения по форме графика КВД в координатах $[\ln(d\Delta P(t)/dt) - \ln t]$, обеспечивающие возможность предварительного определения гидродинамических параметров, характеризующих свойства продуктивного пласта [14].

Анализ процессов идентификации режимов течения и оценка параметров требует необходимости определения профиля притока в скважину. Время начала и конца каждого режима течения зависит от проницаемости K_r и анизотропии χ^* пласта, эффективной длины горизонтального ствола и расстояний до кровли и подошвы пласта Z_0 .

Согласно Бадри модель скважины с горизонтальным стволом и соответствующие режимы течения включают первый, второй и третий периоды радиального течения, а также промежуточные периоды линейных течений.

Последовательность расчета.

1. По результатам исследования строятся кривые зависимости в логарифмическом масштабе:

$$\Delta P = \Delta P_c(\Delta t_i) - P_c(\Delta P_p) \quad (8.3)$$

и производная изменения ΔP :

$$\frac{d\Delta P}{d\tau} = \frac{P_{t(i+1)} - P_{t(i-1)}}{\tau_{(i+1)} - \tau_{(i-1)}}, \quad (8.4)$$

$$\tau_i = \ln \frac{\Delta t_i}{t_p + \Delta t_i}; \quad \Delta t_i = t - t_0, \quad (8.5)$$

где τ - время, обусловленное суперпозицией потоков до и после остановки скважины;
 $P_c(t_i)$ – восстановленное забойное давление после закрытия скважины;
 t_p – время работы скважины перед ее остановкой;
 $P_c(t_p)$ – давление на забой перед остановкой скважины;
 t_i – время восстановления на забое;
 i - интервал отсчета.

Первый период радиального течения идентифицируется по первому горизонтальному участку кривой $[\ln(d\Delta P(t)/dt) - \ln t]$.

Определив угловой коэффициент i_1 для прямолинейного участка кривой $[\ln(d\Delta P(t)/dt) - \ln t]$, рассчитывают гидропроводность пласта:

$$\frac{(K_y \cdot K_z)^{0.5}}{\mu} \cdot L_{эф} = 3.1 \cdot 10^5 \cdot \frac{q_r \cdot B_o}{i_1}, \quad (8.6)$$

где K_y и K_z – проницаемости по оси Y и Z , мкм²;
 $L_{эф}$ – эффективная (работающая) длина горизонтального ствола, м;
 q – дебит скважины перед закрытием ее на исследование, м³/сут;
 μ - вязкость нефти, мПа·с.

Второй период радиального течения наступает после окончания влияния кровли или подошвы пласта и может быть идентифицирован по второму горизонтальному участку кривой (рисунок 8.1).

Угловой коэффициент i_2 соответствующего прямолинейного участка кривой в два раза больше первого радиального течения. Тогда формула 8.6 запишется в виде:

$$\frac{(K_y \cdot K_z)^{0.5}}{\mu} \cdot L_{\text{эф}} = 6.2 \cdot 10^5 \cdot \frac{q_z \cdot B_o}{i_2}. \quad (8.7)$$

Если длина горизонтального ствола намного превосходит толщину пласта ($L \gg h$), то после окончания эффектов, связанных с кровлей и подошвой, может наступить промежуточный период линейного течения. Этот период идентифицируется прямой с угловым коэффициентом $i=0.5$.

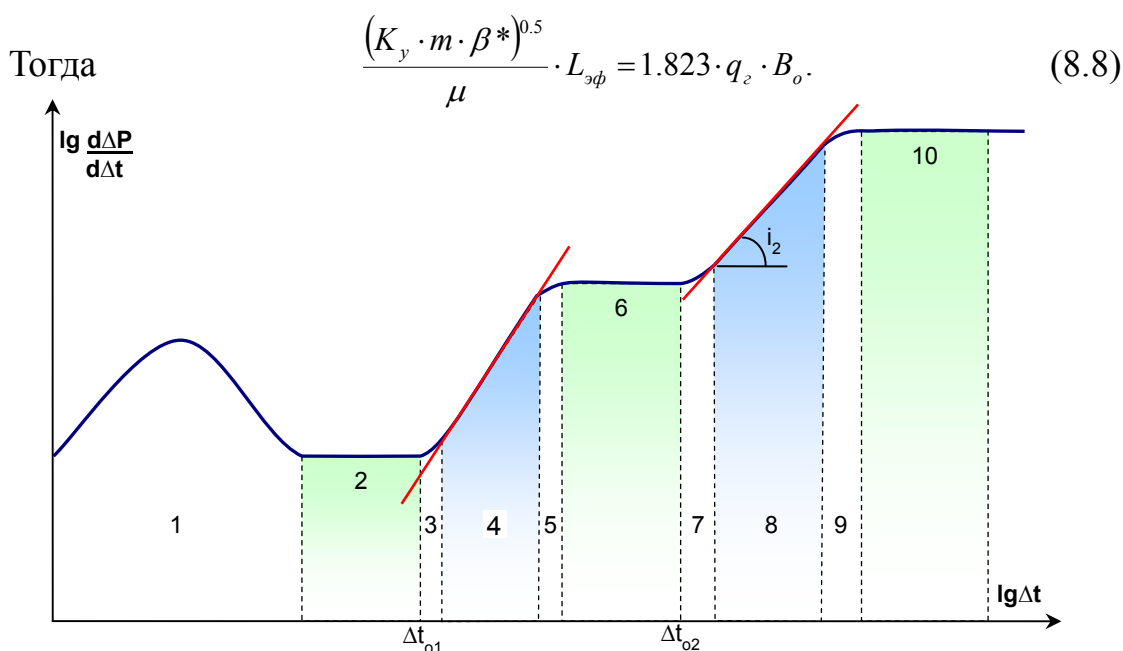


Рис. 8.1. График зависимости изменения забойного давления по времени от времени восстановления после закрытия скважины в логарифмическом масштабе:

- 1 – влияние емкости ствола скважины;
- 2, 6, 10 – период режима радиального течения;
- 3, 5, 7, 9 – переходные периоды от радиального к линейному течению;
- 4, 8 – периоды линейного течения

После второго линейного режима течения в плоскости горизонтального ствола развивается третий период радиального течения.

На графике в полулогарифмическом масштабе соответствующая прямая линия имеет угловой коэффициент i_3 . Тогда:

$$\frac{(K_y \cdot K_z)^{0.5}}{\mu} \cdot h = 3.1 \cdot 10^5 \cdot \frac{q_z \cdot B_o}{i_3}. \quad (8.9)$$

Идентификация режимов течения необходима для предварительной оценки параметров продуктивного пласта, которые впоследствии уточняются при сравнении фактических данных с расчетными.

Если расстояние Z_0 от горизонтального ствола до границы известно, то можно определить проницаемость по напластованию ($K_x \cdot K_y$) и перпендикулярное ему K_x . Формулы 8.6 и 8.7 позволяют определить параметр $(K_x \cdot K_y) \cdot L_{\text{эф}}$. Определив по формулам (8.6) и (8.7) вертикальные проницаемости K_z и принимая $K_x = K_y$, при известной длине горизонтального ствола по формулам 8.8 и 8.9 можно определить проницаемость вдоль напластования.

Принимая $K = K_x = K_y$, из формулы 8.6 нетрудно определить эффективную длину $L_{\text{эф}}$.

Практический пример. Скважина № 2017 Советского месторождения пробурена горизонтальным стволом на пласт AB_1^1 длиной $L = 235$ м. Профиль горизонтального ствола приведен на рис. 8.14. Интервал перфорации 1785-2020 м. По данным ГИС эффективная длина ствола и толщина пласта составляет 87 м и 10,4 м соответственно. Скважина эксплуатировалась глубинно-насосным способом (ЭЦН) с дебитом $35-76 \text{ м}^3/\text{сут.}$

При работе скважины периодически отбивались динамические и статические уровни (H_d и $H_{\text{ст}}$) и снята кривая восстановления уровня (КВУ). По данным исследования скважины на установившихся режимах фильтрации построена индикаторная диаграмма (ИД) (рисунок 8.3).

Как видно из рисунка ИЛ – прямолинейная, коэффициент продуктивности составляет $\eta_r = 0,95 \text{ м}^3/\text{сут. ат.}$

На рисунках (8.2-8.6) приведены преобразованные графики КВД различными методами.

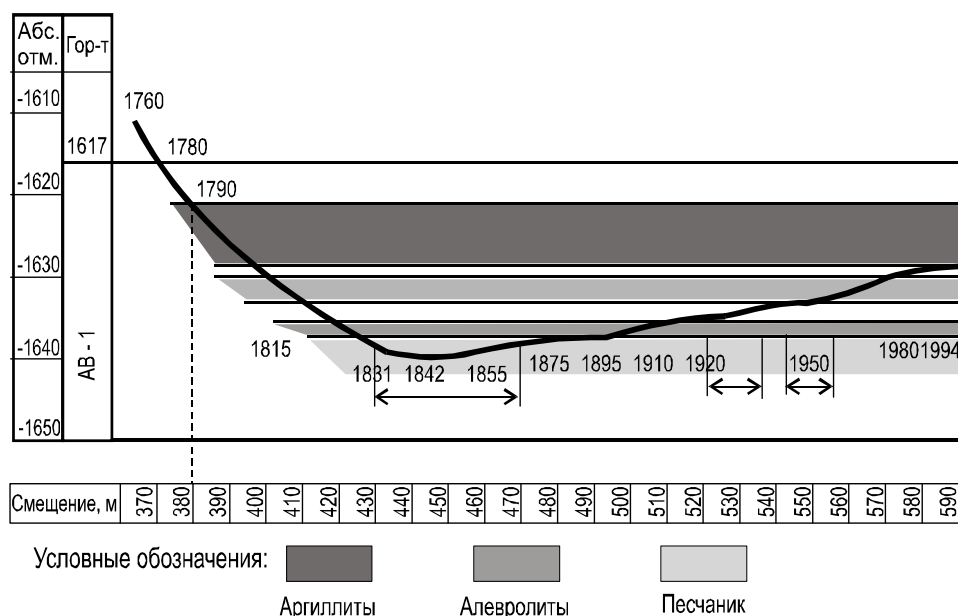


Рис. 8.2. Профиль горизонтальной скважины № 2017 Советского месторождения, пласт AB_1

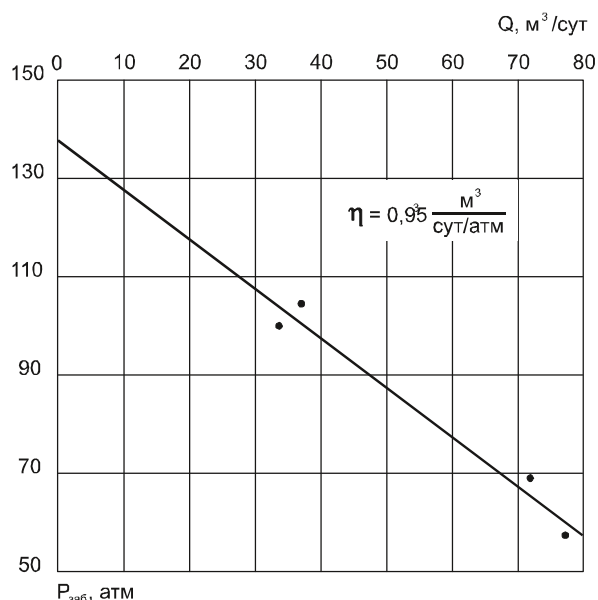


Рис. 8.3. Индикаторная диаграмма по горизонтальной скважине № 2017 Советского месторождения, пласт АВ₁

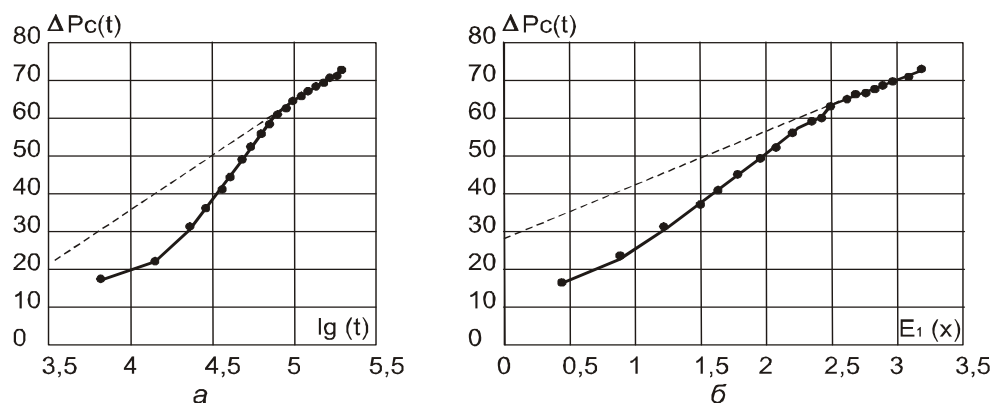


Рис. 8.4. Графики КВД в координатах $[\Delta P_c(t) - \lg t]$ и $[\Delta P_c(t) - E_1(x)]$ горизонтальной скважины № 2017 Советского месторождения

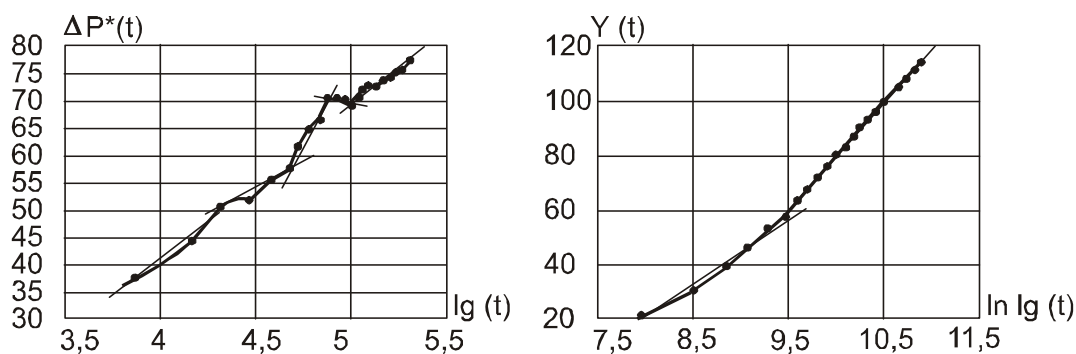


Рис. 8.5. Графики КВД в координатах $[\Delta P^*(t) - \lg t]$ горизонтальной скважины № 2017 Советского месторождения (пласт АВ₁)

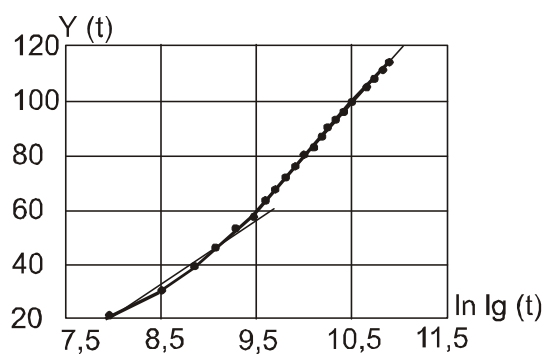


Рис. 8.6. Графики КВД в координатах $[Y(t) - \ln \lg t]$ горизонтальной скважины № 2017 Советского месторождения (пласт АВ₁)

8.3. Обработка кривых падения давления

Кривая падения давления горизонтальной скважины, пущенной в работу с постоянным дебитом, в полулогарифмических координатах состоит из двух участков.

Первый участок, соответствующий радиальному притоку в вертикальной плоскости, описывается уравнением:

$$P_{пл} - P_c(t) = \frac{q_r \cdot \mu \cdot B_o}{4\pi \cdot k \cdot L} \left(\ln \frac{2.25 \cdot \chi \cdot t}{r_c^2} + 2St \right). \quad (8.10)$$

Второй участок, соответствующий псевдорadiaльному притоку, если скважина работает продолжительное время, описывается следующим уравнением:

$$P_{пл} - P_c(t) = \frac{q_r \cdot \mu \cdot B_o}{4\pi \cdot k \cdot h} \left(\ln \frac{2.25 \cdot \chi \cdot t}{r_c^2} + 2S_t' \right), \quad (8.11)$$

где

$$S = 1.15 \cdot \left[\frac{\Delta P(t_1)}{i} - \ln \frac{2.25 \cdot \chi}{r_c^2} - \ln t_1 \right]. \quad (8.12)$$

$$S_t' = \left(\frac{h}{2L} \right) \cdot S + S_g, \quad S_g = \ln \frac{2 \cdot X_{WD}}{(2\pi \cdot X_{WD} \cdot L_{D3}) \cdot \frac{1}{2} \cdot L_{D3}}, \quad (8.13)$$

$$X_{WD} = r_c / L; \quad L_{D3} = L / h,$$

где S_t – скин-фактор;
 S – скин-эффект;
 S' – сферический скин-эффект;
 S_g – геометрический скин-эффект, соответствующий уменьшению депрессии, когда вертикальная скважина заменяется горизонтальной.

Последовательность расчета.

По данным исследования скважин методом падения давления строится график в координатах $[\Delta P(t) - \lg t]$. На графике КПД выделяют первый и второй прямолинейные участки.

Первый участок из-за влияния перетока жидкости из затрубного пространства может быть трудно определяемым. Тогда КПД обрабатывают с учетом перетока общеизвестными методами. По уклону первого прямолинейного участка i_1 можно вычислить $k \cdot L / \mu$ и скин-фактор St :

$$\frac{k \cdot L}{\mu} = \frac{2.12 \cdot q_e \cdot B_n}{i_1}. \quad (8.14)$$

По уклону второго участка i_2 обычным путем можно вычислить гидропроводность пласта:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{2.12 \cdot q_e \cdot e_n}{i_2}, \quad (8.15)$$

где K – средняя проницаемость удаленной зоны пласта, связанная с горизонтальным псевдорadiaльным притоком.

Если первый участок КПД трудно интерпретируем, то общий скин-фактор S_t можно вычислить через сферический S' и геометрический S_g скин-эффекты по формулам (8.12) и (8.13).

Проверка работоспособности двух методик проведена на примере обработки КВД горизонтальной скважины № 589 Южного месторождения.

Скважина № 589 Южного месторождения пробурена горизонтальным стволом на пласта Ю₁ длиной $L = 96$ м. По данным ГИС эффективная толщина пласта составляет 10 м. Скважина эксплуатировалась фонтанным способом с дебитом 100 м³/сут при забойном давлении выше давления насыщения и снята КВД в течение 69.5 часов, т.е. достаточно продолжительного времени.

Кривая восстановления давления обработана:

- 1) упрощенным методом В.С.Евченко;
 - 2) уточненным методом Бадри на программном продукте 'Saphir'.
- Результаты обработки приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1

Результаты определения параметров пласта
горизонтальной скважины №589 Южного месторождения

Метод обработки	Модель пласта	L, м	kh, мд·см	к, мд	$\frac{kz}{kg}$	$\frac{kx}{ky}$	S_t	R _{иссл} , м
По Евченко	Однородный бесконечный	-	524	52.4	-	-	1.65	315
На «Saphir»	Однородный бесконечный	78.5	574	57.4	1.04	-	3.16	325
	Анизотропный	49.6	943	94.3	$5 \cdot 10^{-4}$	$1.4 \cdot 10^{-3}$	3.5	417
	Наклонный однородный	95.9	1140	114	-	-	4.4	459
	Наклонный анизотропный	96.0	597	59.7	0.01	-	0.87	332

Как видно из таблицы 8.1, даже на сверхсовременном программном продукте ‘Saphir’ не удастся идентифицировать режимы течения.

По-видимому, это зависит от многих факторов: от длины и в первую очередь от эффективно работающей толщины, которая нам неизвестна.

8.4. Результаты интерпретации КВД в горизонтальных скважинах Верхне-Чонского месторождения

Разработка залежей ВЧ₁₋₂ Верхнечонского месторождения обусловлена серьезными трудностями, в первую очередь связанными со сложным геологическим строением [26]. Особенностью строения залежей в пластах верхнечонского горизонта является их тектоническое экранирование. Сейсмическими работами установлено, что Верхнечонское месторождение разбито серией малоамплитудных, практически субвертикальных разломов на 7 отдельных секторообразных блоков с центром, находящимся в районе скважин № 52, 75. Один из западных блоков (скважины № 55, 900, 101) разбит двумя поперечными разломами ещё на три части. Таким образом, всего выделено 9 самостоятельных блоков (рис.8.7).

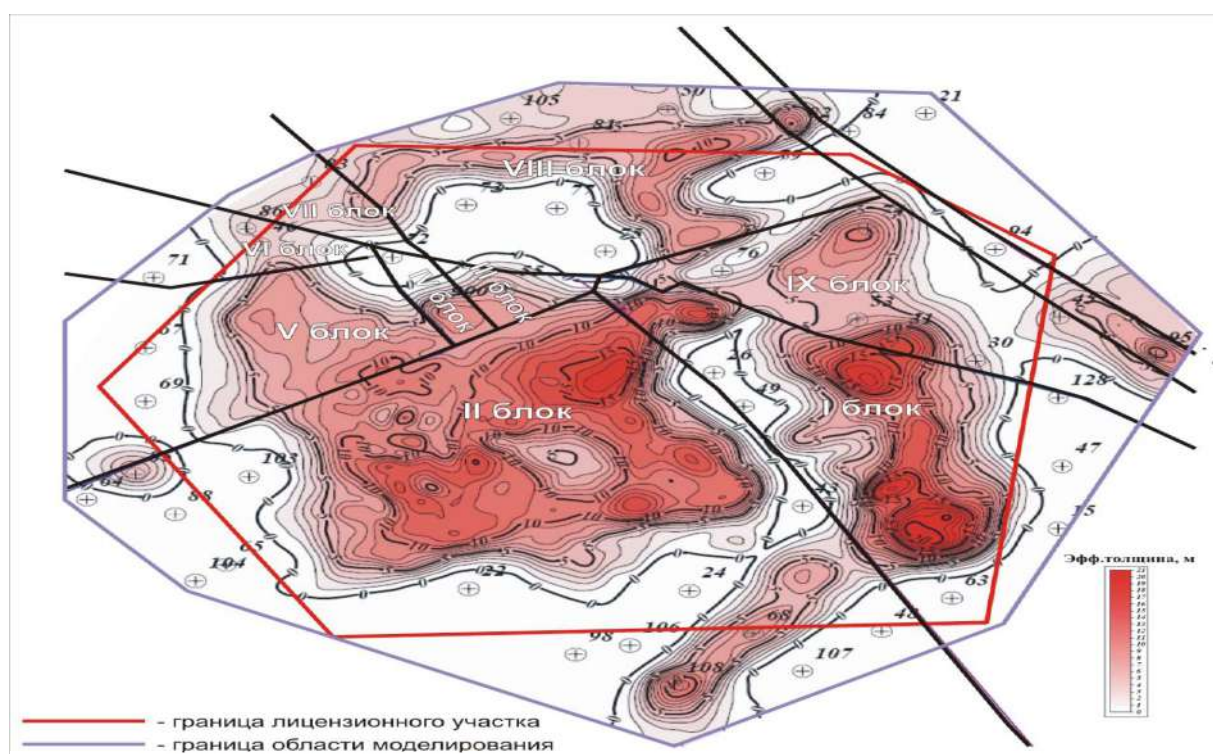


Рис. 8.7. Обзорная схема участка моделирования Верхнечонского горизонта

В ФГУНПП «Иркутскгеофизика» в 2007 г выполнены исследования засоления терригенной толщи Верхнечонского месторождения.

По результатам этих работ содержание галита в песчаниках неравномерно по площади месторождения. Засолоненная область имеет наибольшее распространение в центральном блоке. Наибольшие средние содержания галита в песчаниках пласта Вч1 отмечаются по юго-западному (скважины № 67, 85, 88, 65, 104) и северо-восточному (скважины № 73, 55, 77, 75, 76, 39, 26, 49, 43, 25) контурам залежи. В песчаниках пласта Вч2 содержание соли много меньше [1]. Засолонение коллекторов в продуктивных и потенциально продуктивных пластах является важнейшим фактором, определяющим локализацию углеводородных скоплений.

Детальное изучение геологического строения пластов и определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), зон выклинивания залежей всеми существующими способами имеет крайне важное значение при дальнейшем проектировании разработки и установления оптимальных технологических режимов эксплуатации. Одним из главных способов изучения удаленных от скважин зон пласта является проведение гидродинамических исследований.

Поскольку разработка залежей ВЧ₁₋₂ осуществляется с применением горизонтальных скважин и характеризуется достаточно высокой эффективностью [26], поэтому определение реальной и сопоставление с проектной областью дренирования запасов нефти объекта является важной задачей контроля за разработкой.

Для изучения параметров пласта был выбран метод неустановившейся фильтрации (исследования по снятию кривой восстановления давления). Интерпретация результатов производилась в специализированном программном продукте Saphir.

Гидродинамические исследования были проведены на 4-х горизонтальных скважинах №№ 503, 567, 989, 1253, порядок и методика интерпретации практически не отличаются. Главными задачами ГДИ и результатами обработки КВД являлось получение таких параметров пласта и прискважинной зоны как:

- пластовое давление;
- коэффициент продуктивности;
- фильтрационные параметры пласта;
- скин-фактор.

В качестве примера рассмотрим порядок проведения и последовательность интерпретации ГДИ по горизонтальной скважине (ГС) №503.

Для записи давления в скважину на глубину 1800 м был спущен глубинный прибор САМТ-02 № 869. Для проведения интерпретации замеренное давление с глубины замера было пересчитано на глубину верхних дыр перфорации (ВДП): 2365 м. На рис. 8.8 представлен график исследования по результатам записи глубинным прибором САМТ-02 № 869, с предшествующим пересчётом давления с глубины замера на глубину ВДП.

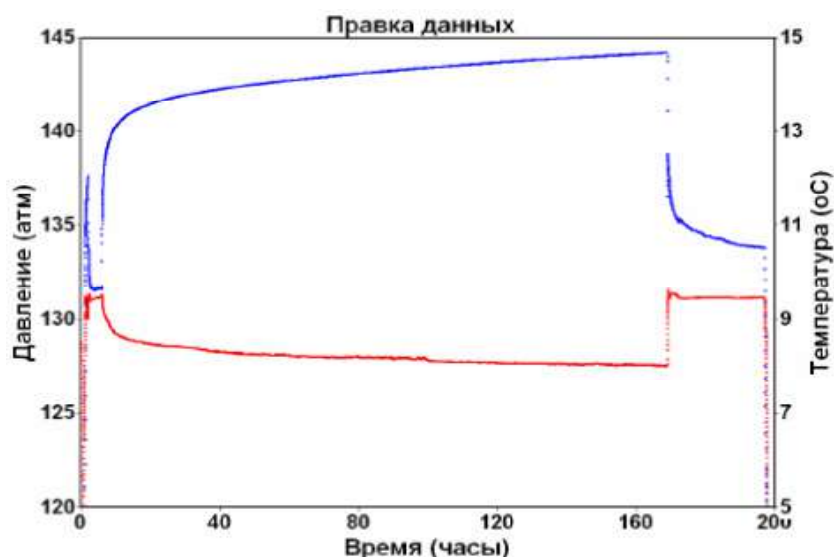
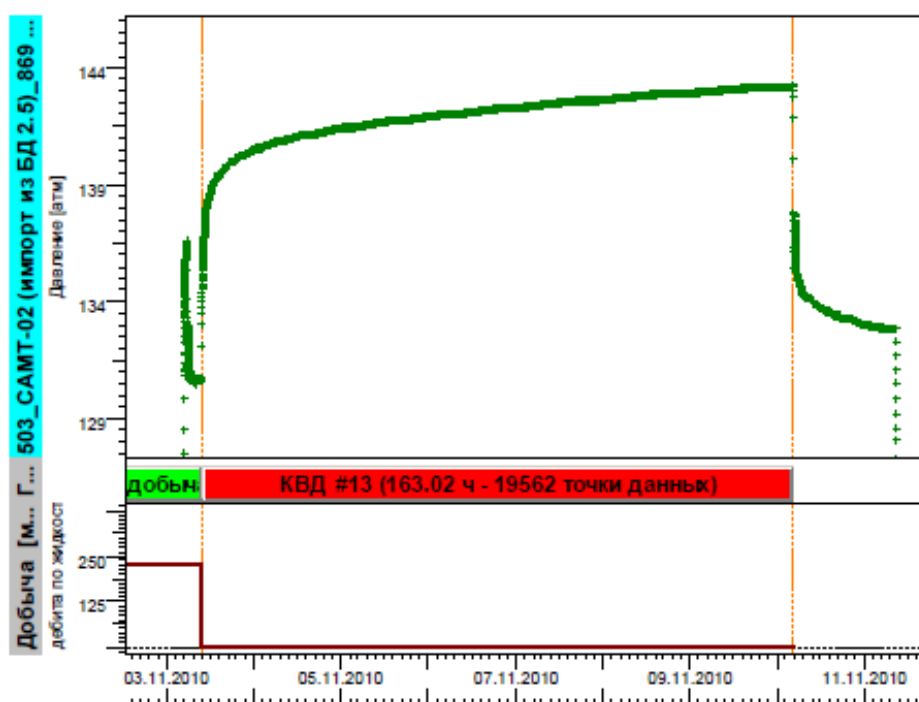


Рис. 8.8. Общий вид исследования по результатам записи глубинным прибором САМТ-02 №869, с предшествующим пересчётом давления с глубины замера на глубину ВДП:

... - запись температуры глубинным прибором САМТ-02 №869 на глубине 1800 м;
 — - запись давления глубинным прибором САМТ-02 №869, давление пересчитано на глубину ВДП



Давление [атм]. Не является единицей измерения.

Величина дебита по жидкости (m^3/D) vs Время [Время дня]

Рис. 8.9. Обзор исследования с выделенными режимами работы скважины:

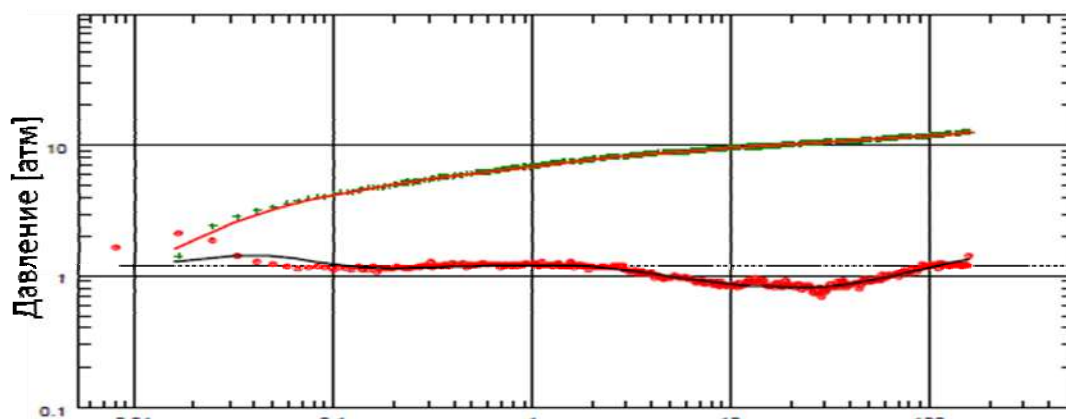
— - запись давления глубинным прибором, давление пересчитано на глубину ВДП;
 — - изменение дебита скважины по результатам замера перед КВД

Во время проведения исследования для замера дебита использовалась замерная установка ОЗНА. Замер дебита осуществлялся непосредственно перед закрытием скважины на исследование. Результаты замера дебита были занесены в ПО Saphir (рисунок 8.9).

Анализ и интерпретация КВД. Обработка исследования КВД осуществлялась графоаналитическим способом. Основным графиком для анализа является диагностический график в билогарифмических координатах. Интерпретация исследования начиналась с выбора модели течения в пласте, которая определяется по виду производной давления на билогарифмическом графике.

В процессе разработки Верхнечонского месторождения пластовое давление на разрабатываемом участке упало ниже давления насыщения. Поэтому во время добычи в продуктивном пласте и в стволе скважины выделяется газ. По достижению некоторого критического давления газ в окколоскважинной зоне становится подвижным.

Сжимаемость добываемого флюида увеличивается в течение разработки, в связи с чем, увеличивается и общая сжимаемость. С возникновением подвижного газа в пласте также изменяется со временем эффективная проницаемость по нефти, что наблюдается при анализе проведенных исследований. Таким образом, можно выделить условно две зоны с различными свойствами флюида. При интерпретации данную ситуацию можно описать выбором модели радиально-композитного пласта [16]. После радиального течения во внешней зоне пласта, наблюдается рост производной, что свидетельствует о достижении непроницаемой границы.



Диагностический график: $p-p_{dt=0}$ и производная [атм] в зависимости от dt [ч]

Рис. 8.10. Диагностический график математического моделирования КВД в билогарифмических координатах:

- кривая изменения ΔP на глубину ВДП от логарифма времени;
- кривая производной давления;
- кривая изменения ΔP на глубину ВДП от логарифма времени, получения путем математического моделирования;
- кривая производной давления, полученная путем математического моделирования

На рисунке 8.10 представлен диагностический график математического моделирования КВД в билогарифмических координатах. Математическое моделирование осуществлялось до наилучшего совпадения теоретических кривых изменения давления и производной давления с данными фактического замера давления, что позволяет получить набор параметров, наилучшим образом описывающих данные реального замера. В таблице 8.2 приведены полученные в ходе моделирования параметры.

Таблица 8.2

Параметры, полученные в результате моделирования

Коэффициент влияния ствола скважины	0,0763м ³ /(кгс/см ²)
kh	7990 мД·м
Внутренняя радиальная проницаемость	1050 мД
Внешняя радиальная проницаемость	1560 мД
Радиус внутреннего отсека, Ri	170 м
Коэффициент гидропроводности, M	0,673
Коэффициент пьезопроводности, D	0,904
Отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной kz/kr	0,0713
Скин - фактор механический	0,0715
Скин - фактор геометрический	-4,01
Полный скин - фактор	-3,94
Эффективная длина горизонтальной секции, Lw	73 м
Радиус исследования	1408 м
Расстояние до непроницаемой границы	712 м
Экстраполированное пластовое давление на ВДП	153,324 атм
Экстраполированное пластовое давление на ГНК	152,76 атм

Определение среднего пластового давления. На рисунке 8.11 представлен график обработки КВД методом касательной или метод «Миллера, Дайеса, Хатчинсона» (МДХ или MDH) [13,16,20] для скважины №503, который используется для определения среднего пластового давления в области дренирования исследуемой скважины

Для определения граничных условий была построена карта текущих отборов на дату исследования скважины.

Область дренирования скважины №503 можно представить в виде четырехугольника, состоящего из двух непроницаемых границ и двух границ постоянного давления. Площадь дренирования составляет 2 370 594 м²,

а геометрия области и положение скважины определяются фактором Larsen – 0,6675. Однако, следует отметить, что в нашем случае четырехугольник не является правильным ввиду различных дебитов и приемистости скважин окружения, в этом заключается погрешность метода, которая неизбежна при принятии фактора формы для правильной фигуры.

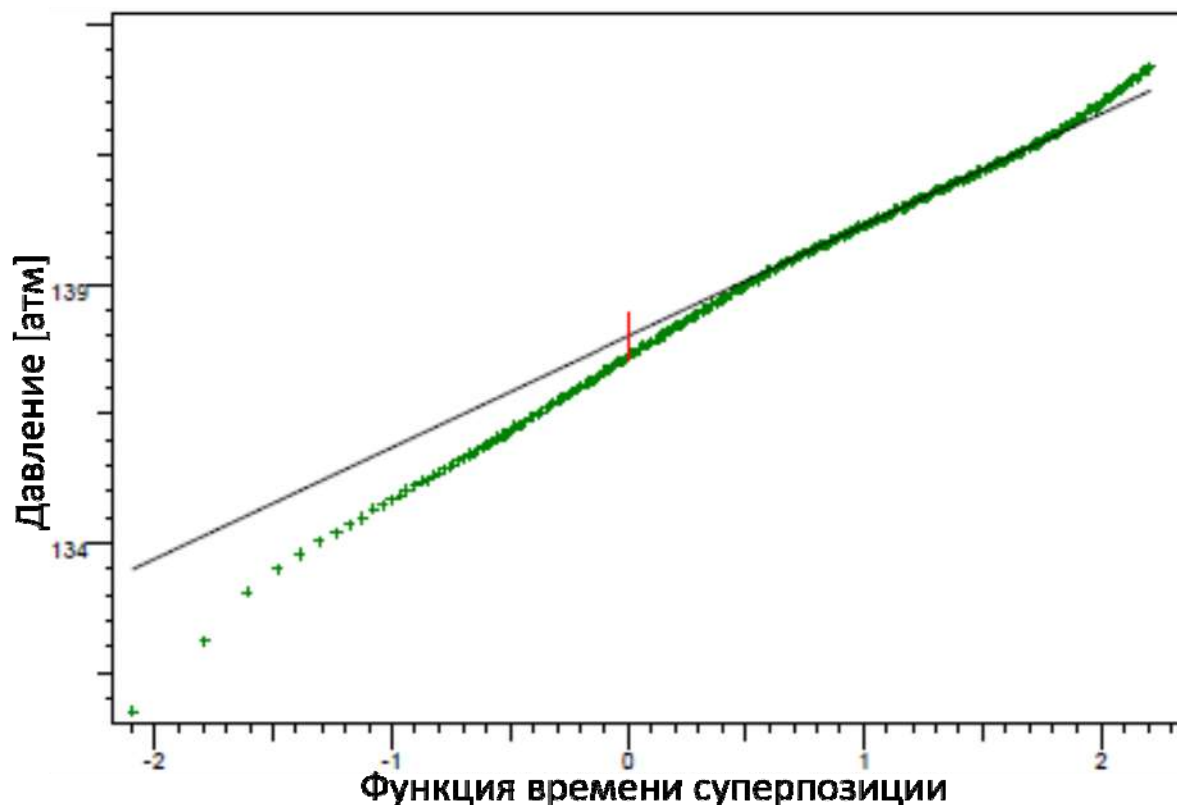


Рис. 8.11. График обработки КВД методом касательной

Время закрытия скважины Δt_s составляет 2294,5 часов ($\log(2294,5) = 3,361$).

По графику на рисунке 8.11 для времени закрытия $\log(2294,5) = 3,361$ определено среднее пластовое давление на уровне 14,45 МПа.

С целью проверки полученного значения пластового давления, проведено сопоставления двух индексов продуктивности ($K_{пр}$). Первый параметр $K_{пр}$ получен при решении уравнения Дарси для псевдоустановившегося режима притока (в уравнение внесены гидропроводность и скин, полученные по результатам интерпретации, а также площадь дренирования и фактор формы из анализа карты текущих отборов). Второй индекс продуктивности рассчитан по прямым замерам дебита и забойного давления, проведенным на скважине №503 перед исследованием.

Сопоставления значений коэффициентов продуктивности проведено в программном продукте PanSystem, график двух индикаторных кривых представлен ниже на рисунке 8.12.

Полученные параметры продуктивности скважины по данным замеров и по данным моделирования приведены в таблице 8.3.



Рис. 8.12. Сопоставление коэффициентов продуктивности:

- - кривая притока, полученная по результатам замера забойного давления и дебита на рабочем режиме скважины;
- - кривая притока смоделированная на основе полученных в ходе интерпретации КВД параметров

Таблица 8.3

Параметры продуктивности скважины

По данным устьевых замеров	
Коэффициент продуктивности	17,007(м³/сут)/(атм)
МПД (макс. Потенциальный дебит)	1363.39 м³/сут
По данным моделирования на основе интерпретации КВД	
Коэффициент продуктивности	17.697 (м³/сут)/(атм)
МПД (макс. Потенциальный дебит)	1418.72 м³/сут

По результатам построения диаграммы установлено хорошее соответствие коэффициентов продуктивности (в пределах 4 %) и как результат удовлетворительную сходимость индикаторных кривых.

Еще одним важным критерием оценки адекватности полученного значения P , является его нахождение в пределах между давлением на последнюю точку КВД и экстраполированным давлением, полученным по результатам интерпретации. В нашем случае давление на последнюю точку КВД составляет 143,21 атм, экстраполированное давление – 153,324 атм, таким образом, второй критерий оценки также выполняется.

Исходя из сказанного выше, можно сделать вывод о достаточной степени надежности полученных результатов.

Подтверждение достоверности полученных данных. Для проверки параметров, полученных при интерпретации, выполнено математическое моделирование всего исследования. В результате мы получаем кривые смоделированного давления и дебита (рисунок 8.13).

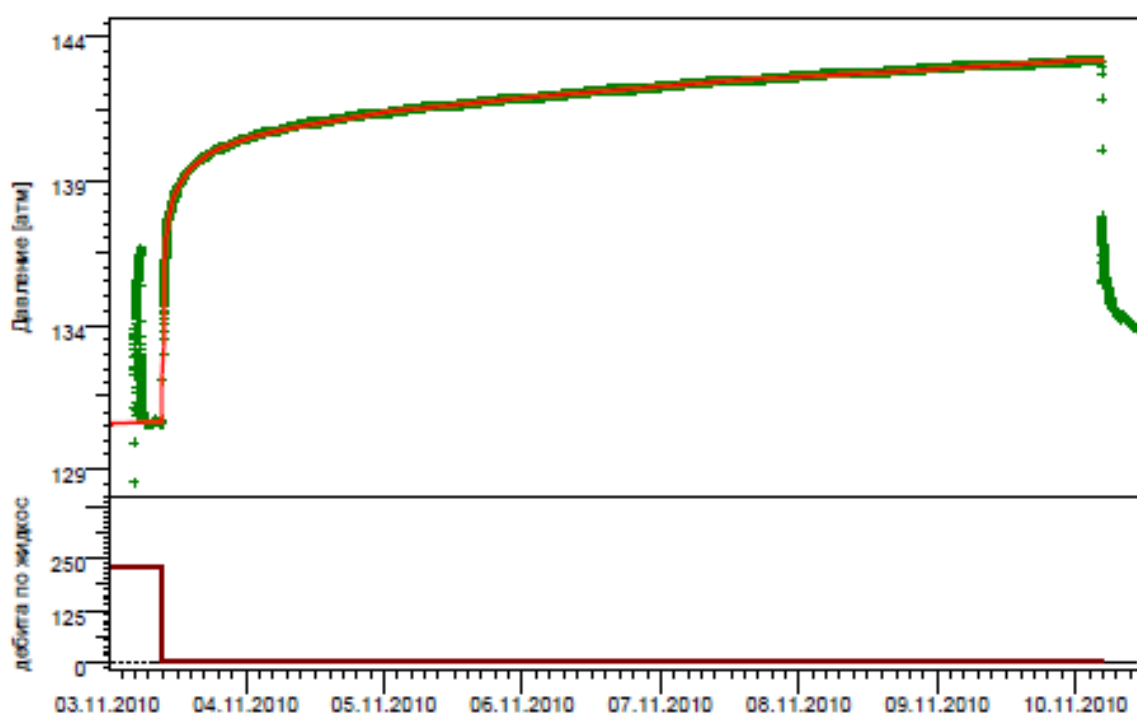


График данных (давление [атм]. Велечина дебита по жидкости [м³/Д] в зависимости от времени (ч)

Рис. 8.13. График моделирования всего исследования:

- - кривая изменения на ВДП;
- - кривая изменения давления на ВДП, полученная путем математического моделирования;
- - кривая фактического изменения дебита скважины

По результатам сравнения фактической замеренной кривой изменения давления с кривой, полученной в ходе моделирования, в целом можно отметить хорошую сходимость.

По результатам интерпретации КВД по скважине № 503 и ГС №№ 567, 1253, 989 были получены данные о пластовом давлении,

продуктивности скважины, оценены фильтрационные параметры пласта. Все полученные в ходе интерпретации результаты приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4

Результаты интерпретации ГДИ

Параметр	Значение, номер скважины			
	503	567	1253	989
Коэффициент влияния ствола скважины	0,0763 $\text{м}^3/(\text{кгс}/\text{см}^2)$	0,188 $\text{м}^3/(\text{кгс}/\text{см}^2)$	0,632 $\text{м}^3/(\text{кгс}/\text{см}^2)$	0,549 $\text{м}^3/(\text{кгс}/\text{см}^2)$
kh	7990 мД·м	4990 мД·м	2960 мД·м	1735 мД·м
Внутренняя радиальная проницаемость	1050 мД	665 мД	456 мД	181 мД
Внешняя радиальная проницаемость	1560 мД	-	-	-
Радиус внутреннего отсека	170 м	-	-	-
Коэффициент гидропроводности	0,673	-	-	-
Коэффициент пьезопроводности	0,904	-	-	-
Отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной	0,0713	0,1	0,0875	0,068
Скин-фактор механический	0,0715	2,48	4,31	1,9
Скин-фактор геометрический	-4,01	-4,92	-5,45	-4,99
Полный скин-фактор	-3,94	-2,43	-1,14	-3,09
Эффективная длина горизонтального ствола	73 м	108,3 м	148,8 м	141 м
Радиус исследования	1408 м	957 м	1100 м	516 м
Расстояние до непроницаемой границы	712 м	420 м	-	-
Экстраполированное пластовое давление на ВДП	153,324 атм	139,259 атм	151,04 атм	141,032 атм
Экстраполированное пластовое давление на ГНК	152,76 атм	139,9 атм	150,2 атм	140,74 атм
Забойное давление на ВДП (до КВД)	130,63 атм	125,706 атм	122,75 атм	108,05 атм
Забойное давление на ГНК (до КВД)	130,06 атм	126,35 атм	121,9 атм	107,76 атм
Пластовое давление на последнюю точку на ВДП	143,21 атм	138,756 атм	144,89 атм	131,619 атм
Пластовое давление на последнюю точку на ГНК	142,64 атм	139,9 атм	144,04 атм	131,33 атм
Среднее пластовое давление на ВДП (метод MDH-Dietz, Larsen)	144,512 атм	-	-	-
Среднее пластовое давление на ГНК (метод MDH-Dietz, Larsen)	143,95 атм	-	-	-
Коэффициент продуктивности по замерам	17,007 $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{атм}$	11,357 $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{атм}$	4,62 $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{атм}$	3,594 $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{атм}$
МПД по замерам	1363,39 $\text{м}^3/\text{сут}$	874,1 $\text{м}^3/\text{сут}$	372,5 $\text{м}^3/\text{сут}$	271,595 $\text{м}^3/\text{сут}$

Порядок проведения ГДИ по скважинам №№ 567, 1253, 989 и интерпретация результатов выполнялась в той же последовательности, свойства пластовых флюидов были приняты по результатам лабораторных исследований каждой скважины. Также модели фильтрации каждой скважины были определены по результатам изучения билогарифмического графика, для скважины №567 принята радиально-гомогенная модель, для скважины № 1253 гомогенная с двумя непроницаемыми границами, № 989 радиально-гомогенная.

На билогарифмическом графике линейное и раннее радиальное течения скрыты эффектом влиянием ствола скважины. Поэтому параметры, определяемые по этим участкам производной, такие как эффективная длина горизонтального участка, отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной k_z/k_r и скин-фактор, характеризующий загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП), имеют оценочный характер.

Таким образом, принятые модели по билогарифмическому графику и область дренирования по карте текущих отборов имеют весьма условный характер, однако для получения значений таких параметров как среднее пластовое давление, гидропроводность, пьезопроводность и радиуса исследования принятые модели имеют достаточно достоверный характер. Для определения эффективной длины горизонтального участка, т.е. интервалы притока горизонтального ствола, скин-фактор, характеризующий загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП), а следовательно более точные значения интервалов выработки по площади и толщине пласта необходимо проведение промыслово-геофизических с использованием эффективного оборудования доставки приборов в ГС и высокоточных приборов для работы в осложненных условиях.

9. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Для исследования действующих горизонтальных скважин и боковых стволов с большими углами наклона в Тюменьпромгеофизике применяется специализированная комплексная скважинная аппаратура фирмы «SONDEX».

Основой комплекса является малогабаритный комплексный скважинный прибор, позволяющий выполнять исследования в эксплуатационных скважинах при спущенных НКТ. Прибор обеспечивает одновременную регистрацию следующих параметров: температуры, давления – регистрация выполняется высокоточными кварцевыми датчиками; ЛМ; ГК; микрокаверномера, механической расходомерии 12-канального датчика объемного влагосодержания.

Диапазоны основных измеряемых величин:

- температура, С – 10 – 175 (+- 1);
- давление, МПа – 0 – 100 (+- 0,02);
- расход, м³сут – 5 – 300 (+- 3%);
- влагосодержание, % – 0 – 100 (6%).

Технологическими преимуществами являются:

- наличие в составе аппаратуры 12-ти канального датчика объемного влагосодержания, позволяющего выполнять сканирующую регистрацию и визуализацию характера притока по всему сечению горизонтального участка скважины;
- наличие в составе аппаратуры датчиков микрокавернометрии, позволяющих более точно отмечать интервалы перфорации, спущенных фильтров и контролировать техническое состояние колонны в интервале исследований;
- высокоточный датчик давления;
- наличие механического расходомера конструкция которого позволяет выполнять детальную разбивку профиля притока(приемистости) не зависимо от угла наклона скважины.

Доставка аппаратуры в интервал исследований осуществляется с применением технологии жесткого каротажного кабеля, что позволяет проводить исследования с минимальным временем на задалживание скважины и по оптимальным планам работ.

В таблице 9.1 приведены характеристики некоторых приборов.

Таблица 9.1

Характеристика влагомера, комплексного зонда и расходомера

Прибор-модуль	Длина, м	Диаметр, мм	Макс. температура, °С	Макс. давление, МПа
САТ (12-ти канальный влагомер)	0.9	42	150	10
СFT, QPC (комплексный зонд)	1.8	42	150	10
CFB (механический расходомер)	0.8	36	150	10

10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

10.1. Определение дебита нефти в горизонтальных скважинах

Впервые уравнение для расчета дебита горизонтальной скважины было предложено Борисовым Ю.П. используя полученное соотношение, ряд авторов разработали инженерные основы горизонтального бурения, концепцию замещающего отношение F_r , показывающего число вертикальных скважин, которое требуется для добычи нефти с такой же скоростью, с какой может осуществиться добыча одной горизонтальной скважиной. Отмечается, что значение F_r полезно для принятия решения о целесообразности бурения того или иного типа скважин по экономическим критериям.

В работе [20] получено уравнение для стационарного притока на основе теории потенциалов при течении жидкости. Трехмерная задача о притоке к горизонтальной скважине длиной L была разделена на две двумерные. Течение в области дренирования представлено как течение в горизонтальной плоскости. В результате суммирования определенным образом решений получена следующая формула для дебита горизонтальной скважины с учетом анизотропии горизонтальной (K_x) и вертикальной (K_z) проницаемостей [8]:

$$q_z = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_x \cdot H \cdot \frac{\Delta P}{\mu}}{\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{\beta_n}{L} \cdot \ln \left(\frac{\beta_n}{2 \cdot r_e} \right)} ; \quad (10.1)$$

$$\beta_n = \sqrt{\frac{K_x}{K_z}} ; \quad (10.2)$$

$$a = \frac{L}{2} \cdot \left(\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{8r_e^4}{L^4}} \right)^{0,5} , \quad (10.3)$$

где a – половина главной оси эллипса, равного по площади зоне дренирования в горизонтальной плоскости;
 H – толщина пласта;
 ΔP – перепад давления между контуром питания и стволом скважины;
 r_e – радиус зоны дренирования или расстояния до контура питания.

Результаты расчета приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1

Результаты расчета дебитов горизонтальных скважин
Варейгского месторождения

Длина горизонтального участка	Проницаемость, $\cdot 10^{-12} \text{ м}^2$		$\beta_{\text{н}}$	толщина пласта, м	$\Delta P = P_{\text{н}} - P_3, \text{ атм.}$	вязкость нефти, мПа*с	площадь зоны дренирования горизонтальной скважины, м^2	расстояние до контура питания, м	дебит нефтяной горизонтальной скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$
	K_x	K_z							
Объект АС ₉ ¹									
250	0,0439	0,0095	2,1	6,1	230,0	3,6	636,9	750,0	45,3
500	0,0439	0,0095	2,1	6,1	230,0	3,6	655,9	750,0	65,2
750	0,0439	0,0095	2,1	6,1	230,0	3,6	688,6	750,0	86,9
Объект АС ₁₀									
250	0,0306	0,0095	1,8	5,5	230,0	4,0	636,9	750,0	25,8
500	0,0306	0,0095	1,8	5,5	230,0	4,0	655,9	750,0	37,0
750	0,0306	0,0095	1,8	5,5	230,0	4,0	688,6	750,0	49,3

На рисунке 10.1 показано изменение дебита горизонтальной нефтяной скважины в зависимости от длины горизонтального участка.

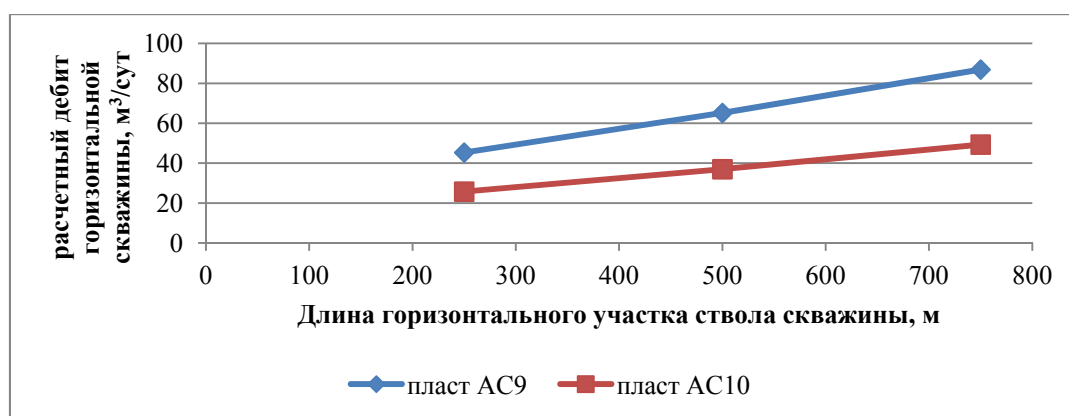


Рис. 10.1. Изменение дебита горизонтальной нефтяной скважины в зависимости от длины горизонтального участка

Как следует из рисунка 10.1 дебиты горизонтальной нефтяной скважины прямо пропорциональны длине горизонтального участка ствола

скважины, это связано с тем, что при расчете дебитов по формуле (1) не учтены потери давления на трение при движении нефти по горизонтальному участку.

В работе [17] указывается, что потери давления на преодоление сил трения внутри горизонтальной скважины на много больше чем потери давления на преодоление местных сопротивлений и потери давления на ускорение движения потока. Так же при одинаковом дебите и геометрических размерах горизонтальной скважины максимальная среднеинтегральная скорость потока флюида соответствует притоку из пласта в скважину и возрастает от устья к забою, при этом потери давления на трение можно определить по формуле [17]:

$$P_{mp} = F \cdot \varepsilon \frac{L \cdot \rho \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot d^5}, \quad (10.4)$$

где F – коэффициент, равный 2, согласно [3];

ε – коэффициент трения;

ρ – плотность пластового флюида, кг/м³;

Q – дебит скважины, м³/сут;

d – внутренний диаметр, м;

L – длина горизонтального участка ствола скважины, м.

Как следует из формулы (10.4) потери давления на трение в горизонтальной скважине прямо пропорциональны квадрату дебита и обратно пропорциональны внутреннему диаметру в пятой степени. При этом используемые в расчетах коэффициенты трения ε справедливы для стабилизированного потока в трубе, т.е. такого потока, в котором профиль скорости стабилизировался и не меняется по длине.

Однако в горизонтальную скважину флюид из пласта может поступать через перфорационные отверстия зацементированной колонны, щели или отверстия фильтра, гравийный фильтр, непосредственно из коллектора. В большинстве случаев расстояние между входами флюида в скважину недостаточное для достижения установившегося профиля скорости. На основании этого следует, что в развивающемся ламинарном потоке потери давления на трения могут быть по меньшей мере в 2-3 раза больше, чем расчетные данные для стабилизированного ламинарного потока [19]. Поэтому для развивающегося потока кажущийся коэффициент трения ε^1 включает не только эффект сопротивления сдвигу потока у стенки канала, но и эффект изменения количества движения, обусловленного профилем скорости. Тогда общие потери давления на трение, с учетом формулы (4) будут определяться как [17]:

$$P_{mp} = (4 \cdot \varepsilon^1) \frac{L \cdot \rho \cdot w^2}{2 \cdot d}, \quad (10.5)$$

где w – средняя скорость потока на горизонтальном участке, м/с.

Таблица 10.2

Результаты расчета потерь давления

Длина горизонтального участка	Коэффициент гидравлических сопротивлений	Внутренний диаметр хвостовика, м	Плотность нефти, кг/м ³	Средняя скорость потока на горизонтальном участке, м/с	Потери на трение, атм
Объект АС₉¹					
250	0,025	0,11	886	0,066	4
500	0,025	0,11	886	0,096	15
750	0,025	0,11	886	0,12	30
Объект АС₁₀					
250	0,025	0,11	886	0,064	2
500	0,025	0,11	886	0,095	7
750	0,025	0,11	886	0,12	16

Тогда с учетом, потерь давления, при одинаковых условиях, согласно формулы (10.1) дебиты горизонтальных скважин будут определены и представлены в таблице 10.3 и на рисунке 10.2

Таблица 10.3

Результаты расчета дебитов горизонтальных скважин
Вареягского месторождения с учетом потерь на трение

Длина горизонтального участка	Проницаемость, $\cdot 10^{-12}$ м ²		β_n	толщина пласта, м	$\Delta P=P_n-P_3$, атм. (с учетом потерь давления на трение)	Вязкость нефти, мПа*с	Площадь зоны дренирования горизонтальной скважины, м ²	Расстояние до контура питания, м	Дебит нефтяной горизонтальной скважины, м ³ /сут
	K _x ,	K _z							
Объект АС ₉ ¹									
250	0,0439	0,0095	2,1	6,1	220	3,6	636,9	750,0	44
500	0,0439	0,0095	2,1	6,1	189	3,6	655,9	750,0	59
750	0,0439	0,0095	2,1	6,1	120	3,6	688,6	750,0	68
Объект АС ₁₀									
250	0,0306	0,0095	1,8	5,5	226	4,0	636,9	750,0	28
500	0,0306	0,0095	1,8	5,5	213	4,0	655,9	750,0	41
750	0,0306	0,0095	1,8	5,5	166	4,0	688,6	750,0	48

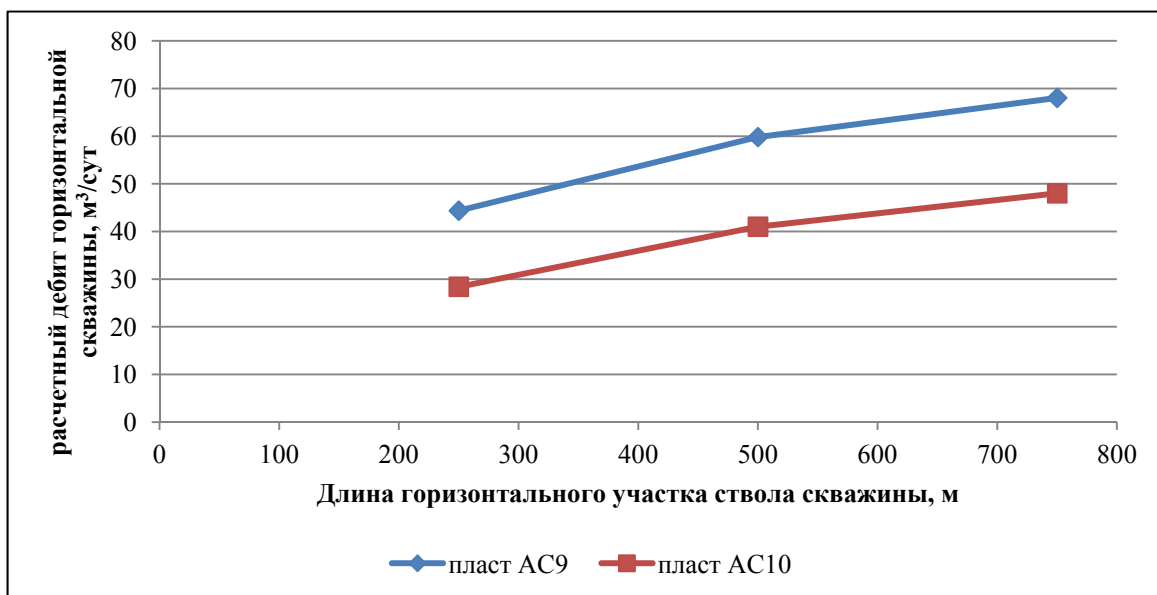


Рис. 10.2. Изменение дебита горизонтальной нефтяной скважины в зависимости от длины горизонтального участка, с учетом потерь давления на трение

Из рисунка 10.2 следует, что, оптимальная длина горизонтального участка ствола скважины является 500 м (место преломления кривой).

С учетом установившегося неравномерного движения вязкой несжимаемой жидкости в пористом канале при оттоке (нагнетательная ГС) и притоке (добывающая ГС) по пути движения жидкости при различных граничных условиях обоснован расчет оптимальной длины горизонтального участка с учетом гидродинамических процессов, протекающих в «пористой» горизонтальной среде [27]:

$$L_{\max} = \frac{0,6045 \cdot D}{\sqrt[3]{\lambda_0 \cdot \xi^2 \cdot \mu^2}}, \quad (10.6)$$

где D – диаметр трубы горизонтального участка;
 λ_0 – коэффициент гидравлических сопротивлений;
 ξ – суммарная площадь отверстий, приходящаяся на 1 пог. метр площади поверхности трубы или пористой трубы;
 μ – коэффициент истечения из отверстия.

В результате расчета при следующих исходных данных:

- $D = 127$ мм;
- $\xi = 0,0000196$;
- $\lambda_0 = 0,025$;
- $\mu = 0,6$,

получаем:
$$L_{\max} = \frac{0,6045 \cdot 0,127}{\sqrt[3]{0,025 \cdot 0,0000196^2 \cdot 0,6^2}} = 507 \text{ м}$$

Соответственно при длине участка больше 507 м. оставшаяся часть (конечный участок) практически работать не будет, что соответствует длине горизонтального участка определенного графическим способом.

В случае разработки нефтегазовой залежи с активной подошвенной водой, пластовая энергия равномерно размещена по площади залежи. При снижении давления в нефтяной части залежи газ из газовой шапки (в случае наличия газовой шапки) и подошвенная вода оттесняют нефть к интервалу перфорации. Для осуществления безводной и безгазовой добычи интервал перфорации должен составлять только часть от первоначальной нефтенасыщенной толщины пласта и располагаться во вполне определенном месте, обеспечивающем одновременный подход газа и воды к интервалу перфорации.

Приток к горизонтальной скважине осуществляется за счет двухстороннего напора со стороны воды и со стороны газа. В виду симметричности потока в пределах одной призмы к отдельной горизонтальной скважине бесконечной длины в работе [18] изучен приток к единице длины горизонтальной скважины, при таких условиях дебит единицы горизонтальной скважины имеет вид:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot \frac{k}{\mu} \left(\frac{h_1}{h} \cdot P_s + \frac{h_2}{h} \cdot P_c - P_c \right)}{\frac{\pi \cdot h_1 \cdot h_2}{\sigma \cdot h} + \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r}} \quad (10.7)$$

С учетом (10.1) дебит горизонтальной скважины длиной L определится приближенно по формуле:

$$Q = q \cdot L, \quad (10.8)$$

где k – проницаемость, м^2 ;
 μ – динамическая вязкость нефти, спз ;
 h – толщина пласта, м ;
 h_1 – расстояние до ГВК, м ;
 h_2 – расстояние до ВНК, м ;
 P_{Γ} и $P_{\text{в}}$ – средние значения давлений на линиях плоскостей газонефтяного и водонефтяного контактов, соответственно, атм ;
 P_c – забойное давление, атм ;
 σ – расстояния между горизонтальными скважинами, м ;
 r – радиус скважины, м .

Полагая, что $P_{\Gamma} = P_{\text{пл}}$ и $P_{\text{в}} = P_{\text{пл}} + h \cdot \rho_{\text{н}}$, тогда ориентировочно дебиты горизонтальной скважины с горизонтальным участком длиной $L_{\Gamma} = 500 \text{ м}$ и для будут равны (таблица 10.4)

Таблица 10.4

Дебиты горизонтальной скважины с учетом подъема ВНК

Депрессия, атм	Пластовое давление, атм	Толщина пласта, м	Расстояние до ВНК, м	Давление на линии плоскости ВНК, атм	Забойное давление, атм	Радиус скважины, м	Дебит скважины, т/сут
АС₉							
50	215	6,1	5	215	165	0,102	55
50	215	6,1	4	215	165	0,102	-118
АС₁₀							
50	224	5,5	4,5	224	174	0,102	28
50	224	5,5	3,5	224	174	0,102	-97

На основании полученных результатов можно утверждать, что при подъеме ВНК на 1 м. происходит снижение перепада давления между горизонтальной скважиной и водяной частью пласта, в результате чего происходит прорыв водяного конуса.

При разработке Варягского месторождения объектов АС₉ и АС₁₀ горизонтальными скважинами необходимо обеспечить длину горизонтального участка равной 500 м. с расположением последнего в кровельной части пласта.

10.2. Определение забойного давления в горизонтальной газовой и газоконденсатной скважинах

Точность определения забойного давления, как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах зависит от структуры потока газожидкостной смеси, режима потока, фазового состояния смеси и других факторов. Кроме того, на точность определения забойного давления горизонтальных скважин существенно влияет степень радиуса кривизны и оснащённость горизонтальной части ствола фонтанными трубами, другими словами конструкция скважины [20].

В работе [21] рассмотрены следующие схемы определения забойного давления горизонтальных скважин (давления у торца горизонтального ствола):

- скважина с большим радиусом кривизны и без фонтанных труб с горизонтальной части;
- скважина с большим радиусом кривизны и частично оборудованная фонтанными трубами в горизонтальной части;
- скважина со средним радиусом кривизны;
- скважина с малым радиусом кривизны.

10.3. Расчет оптимальной длины горизонтального участка скважины

Для расчета оптимальной длины горизонтального участка ствола скважины принимаются и обосновываются все необходимые геометрические исходные данные.

Определяется длина дуги кривизны от точки вертикального ствола до точки перехода в горизонтальный ствол по формуле:

$$L_k = \frac{2\pi}{360} \alpha R, \quad (10.9)$$

где α – угол между вертикальным стволом и касательной в точке перехода к кривизне.

Рассчитываются показатели $2S$ и $2S_k$ в уравнении Адамова по формулам:

$$2S = 0,06833 \frac{\bar{\rho}H}{\tilde{Z}\tilde{T}}; \quad (10.10)$$

$$2S_k = 0,06833 \frac{\bar{\rho}L_k}{\tilde{Z}\tilde{T}}. \quad (10.11)$$

Формулы Адамова для давлений на забое по вертикальному стволу в точке перехода к горизонтальному P_H^2 и P_Γ^2 записываются соответственно:

$$P_H^2 = (P_y^2 + Y)e^{2s}; \quad (10.12)$$

$$Y = a^* (e^{-2s} - 1); \quad (10.13)$$

$$P_\Gamma^2 = P_H^2 - Y; \quad (10.14)$$

$$Y_k = a^* (e^{-2s_k} - 1); \quad (10.15)$$

$$a^* = 1,377 \cdot 10^{-2} \tilde{Z}^2 \tilde{T}^2 \lambda d^{-5} Q^2. \quad (10.16)$$

В формулах (10.10) – (10.16) принимаются следующие размерности:

$\tilde{\rho}$ – относительная плотность газа;

H – глубина вертикального ствола, м;

$\tilde{Z}(P)$ – средняя величина сверхсжимаемости газа;

P_H – давление на забое вертикального ствола, кгс/см²;

P_y – давление на устье нагнетательной скважины, кгс/см²;

$\tilde{T}$ – средняя температура по стволу работающей скважины, °К;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления в вертикальных трубах;

d – внутренний диаметр фонтанных труб (эксплуатационной колонны), см;

Q – расход закачиваемого газа, тыс. м³ /сут;

P_{Γ} – давление в пласте в точке перехода к горизонтальному стволу, кгс/см².

Параметры Y, a^*, Y_k имеют размерности (кгс/см²)².

Решая совместно (10.12) – (10.16), переходя к размерности МПа, получаем выражение для пластового давления в начале горизонтального ствола:

$$P_{\Gamma}^2 = \left[(P_y^2 - a^*) e^{2s} + a^* (2 - e^{-2s_k}) \right] 0,102^2. \quad (10.17)$$

Для горизонтального ствола в работе [2] получено решение для схемы прямоугольного пласта (рисунок 10.3):

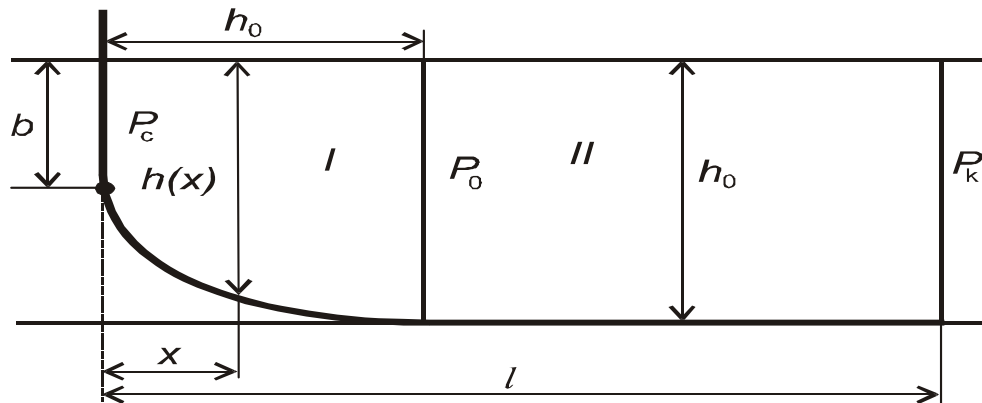


Рис. 10.3. Схема притока к несовершенной галерее и горизонтальной скважине

$$P_{\Gamma}^2 - P_{\text{пл}}^2 = \tilde{\mu} \tilde{Z} \tilde{X}, \quad (10.18)$$

где

$$X = \left[\frac{A}{2} + \frac{P_{\text{ср}} l (1 - 2\bar{l})}{2kh_0} \right] Q \left(\frac{1}{L} \right) + \frac{B}{4} Q^2 \left(\frac{1}{L} \right)^2. \quad (10.19)$$

Обозначая правую часть уравнения (10.17) через

$$D = \left[(P_y^2 - a^*) e^{2s} + a^* (2 - e^{-2s_k}) \right] 0,102^2, \quad (10.20)$$

и решая совместно (10.17) и (10.18), исключая величину P_{Γ}^2 , в конечном счете получаем квадратное уравнение относительно $X = \frac{1}{L}$:

$$bx^2 + ax = c, \quad (10.21)$$

где
$$b = \frac{B}{4} Q^2; \quad a = \left[A \frac{P_{cp} l (1 - 2\bar{l})}{kh_0} \right] \frac{Q}{2}; \quad c = \frac{1}{\tilde{\mu}\tilde{Z}} (D - P_{пл}^2), \quad (10.22)$$

где A и B – фильтрационные сопротивления для горизонтального ствола. В результате некоторых преобразований, с учетом анизотропии пласта, зависимость протяженности горизонтального ствола от расхода Q записывается в виде:

$$\frac{1}{L} = K_0^* \sqrt{1 + K^*} - \quad (10.23)$$

10.4. Определение дебита газа и длины горизонтального участка скважины

Как известно, интенсивность образования конусов подошвенной воды пропорциональна депрессии на пласт. При длине интервала горизонтального участка в несколько сотен метров депрессия на пласт для условий сеноманских залежей уменьшается до сотых долей МПа., что практически сведет к нулю опасность конусообразование [22]. Положительным моментом является и то, что в случае горизонтального вскрытия исключается возможность обводнения скважины по заколонному пространству. Тем не менее, для водоплавающих залежей не исключается опасность обводнения скважины за счет общего вторжения воды в газовую залежь. Поэтому для изотропных пластов забой следует располагать по возможности ближе к кровле пласта или выше локального глинистого экрана.

Высокая продуктивность горизонтальных скважин накладывает ограничения на их количество в пределах одной кустовой площадки. Но строго горизонтальные скважины в условиях неоднородных пористых сред будут вскрывать только незначительную часть разреза. Кроме того, существует опасность накопления механических примесей и жидкости в пониженных застойных зонах. Поэтому продуктивный горизонт следует проходить субгоризонтальным стволом с отклонением от вертикали 80-85° [21].

Производительность горизонтальной скважины согласно [21,22] определяется как:

$$P_{пл}^2 - P_z^2 = \frac{a^*}{2 \cdot L} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_c \cdot \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} + \frac{R_k}{R_c + h_1} \right) \right] \cdot Q + \frac{b^*}{8L^2} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c - h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_c - h_1)^2} \right] \cdot Q^2, \quad (10.24)$$

где a^* и b^* коэффициенты, определяемые по формулам:

$$a^* = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{k \cdot T_{ст}}; \quad (10.25)$$

$$b^* = \frac{\rho_{ат} \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{e \cdot T_{ст}}. \quad (10.26)$$

Значения этих коэффициентов для однородных пластов могут быть определены также по данным исследования вертикальных скважин, используя при этом зависимости:

$$a^* = \frac{a_{исл} \cdot \pi \cdot h}{\ln\left(\frac{R_{\kappa}}{R_c}\right)}; \quad (10.27)$$

$$b^* = \frac{b_{исл} \cdot 2\pi^2 \cdot h^2}{\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_{\kappa}}}; \quad (10.28)$$

$$h_1 = \frac{h}{2} - R_c. \quad (10.29)$$

Тогда коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяются формулами:

$$a_r = \frac{a^*}{2 \cdot L} \left[\frac{2}{h_1} (h_1 + R_c \cdot \ln \frac{R_c}{R_c + h_1}) + \frac{R_{\kappa} - h_1}{R_c + h_1} \right]; \quad (10.30)$$

$$b_r = \frac{b^*}{8L^2} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_{\kappa} - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right]. \quad (10.31)$$

Дебит горизонтальной скважины будет равен:

$$Q = -\frac{a_r}{2b_r} + \frac{\sqrt{a_r^2 + 4b_r(P_{пл}^2 - P_3^2)}}{2b_r}. \quad (10.32)$$

Как следует из двухчленного уравнения притока газа к скважине в случае вертикального забоя фильтрационные коэффициенты А и В обратно пропорциональны соответственно величине работающей толщины и ее квадрату. Однако на практике это соотношение выполняется только в определенных пределах.

Авторы работы [22] установили, что на Ямбургском и Вынгапуровском месторождениях происходит заметное изменение фильтрационных коэффициентов при увеличении интервала перфорации примерно до половины эффективной толщины залежи. Этот факт имеет логическое объяснение. При такой толщине интервала перфорации вступает в работу практически весь продуктивный пласт, в результате чего стабилизируется

коэффициент А. Значение коэффициента В становится настолько малым, что оно не превышает величины погрешности его определения.

Таким образом, в случае горизонтального забоя приток газа к нему, с известной долей условности, можно рассматривать как плоскопараллельный для полубесконечного пласта. То есть при большей длине интервала перфорации (горизонтального участка) приток газа, с учетом [22], будет описываться формулой:

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = a_z Q. \quad (10.33)$$

В таблице 10.5 представлены результаты расчета фильтрационных сопротивлений и ожидаемого дебита горизонтальных скважин с различными длинами горизонтальных участков при депрессии на пласт 1 МПа. На Сысконсинском месторождении

Таблице 10.5

Результаты расчета ожидаемых дебитов горизонтальных скважин

$a_{иссл}$	$b_{исл}$	L	R_k	R_c	a^*	b^*	$h_{эф}$	a_r	b_r	Q_3 тыс. м ³ /сут
22,9	0,0665	100	800	0,15	837,8	1967,3	6,7	13,47	0,005143	237,5706
22,9	0,0665	150	800	0,15	1256,8	4426,5	6,7	8,98	0,002286	356,3559
22,9	0,0665	200	800	0,15	1675,7	7869,4	6,7	6,73	0,001286	475,1413
22,9	0,0665	250	800	0,15	2094,7	12295,9	6,7	5,39	0,000823	593,9266
22,9	0,0665	300	800	0,15	2513,6	17706,2	6,7	4,49	0,000571	712,7119
22,9	0,0665	350	800	0,15	2932,6	24100,1	6,7	3,85	0,00042	831,4972
22,9	0,0665	400	800	0,15	3351,5	31477,7	6,7	3,37	0,000321	950,2825
22,9	0,0665	450	800	0,15	3770,5	39839,0	6,7	2,99	0,000254	1069,068
22,9	0,0665	500	800	0,15	4189,4	49183,9	6,7	2,69	0,000206	1187,853

На рисунках 10.4, 10.5 показано изменение фильтрационного коэффициента А в зависимости от длины горизонтального участка. При длине горизонтального участка в 100 м. коэффициент снижается на 42 % от заданного (определенного для вертикального вскрытия) при увеличении длины горизонтального участка до 300 м., коэффициент снижается на 80 %, при дальнейшем увеличении длины горизонтального участка снижение коэффициента происходит незначительно от предыдущего значения. На рисунке 10.6 показана зависимость дебита газа от длины горизонтального участка.

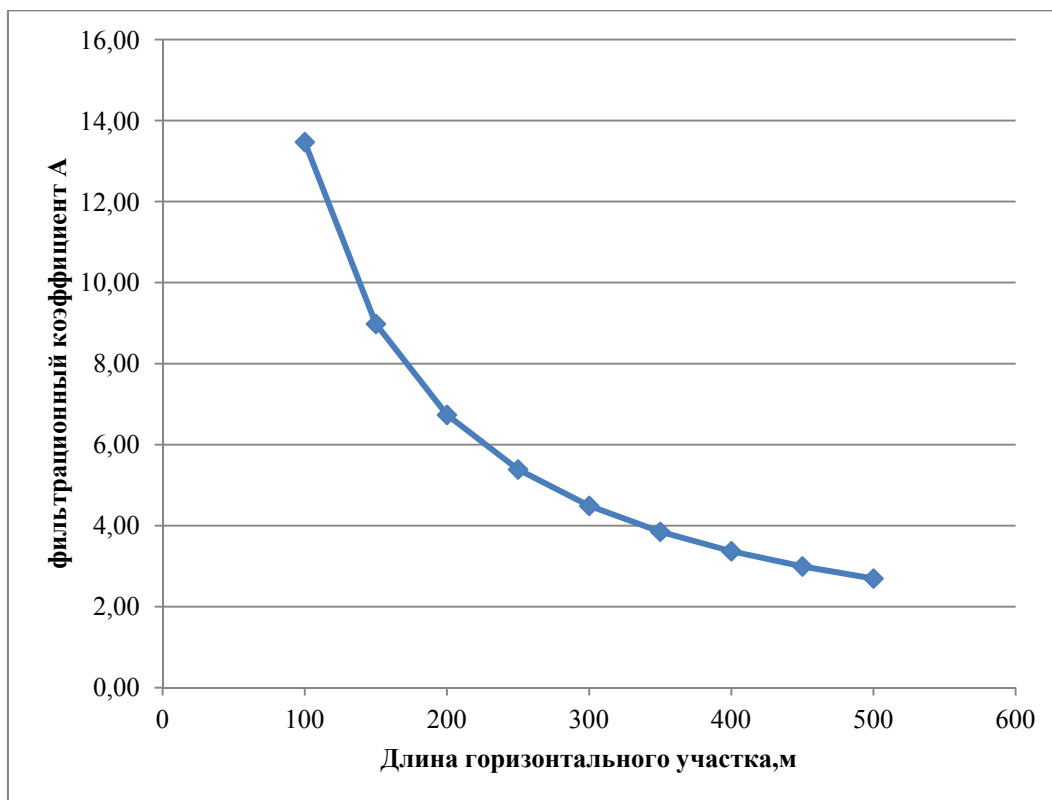


Рис. 10.4. Изменение фильтрационного коэффициента А в зависимости от длины горизонтального участка

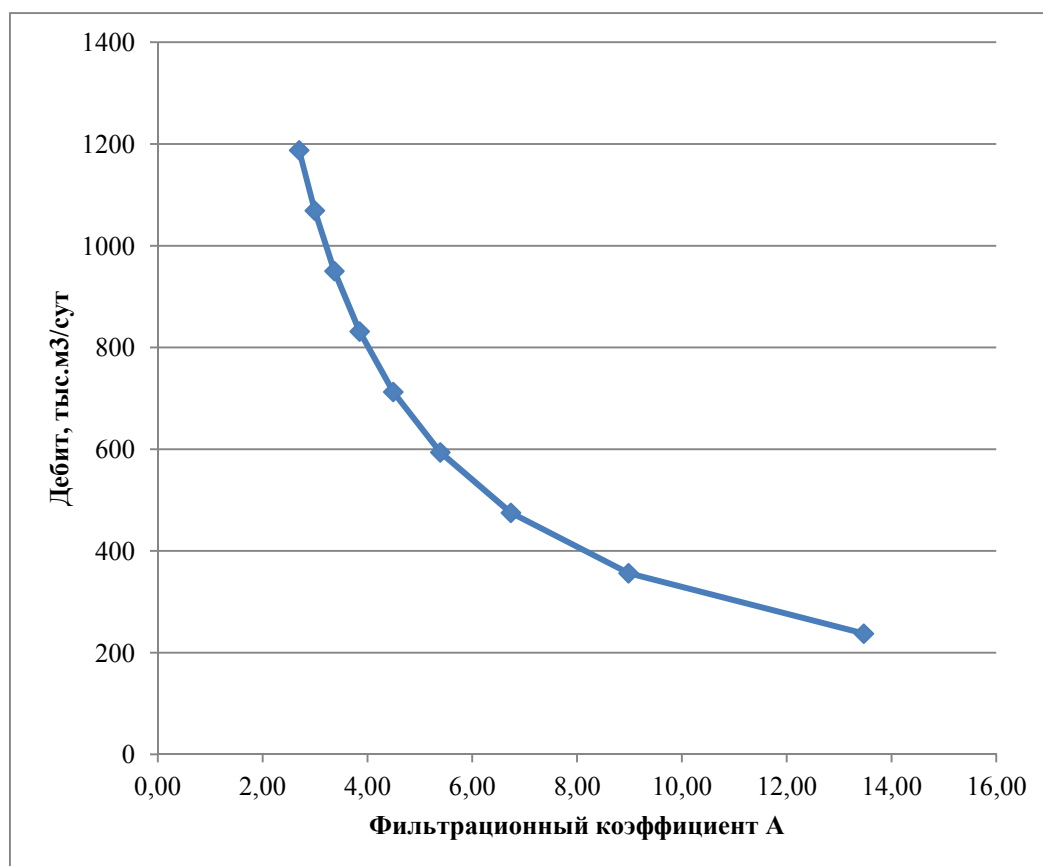


Рис. 10.5. Изменение дебита скважины от фильтрационного коэффициента А

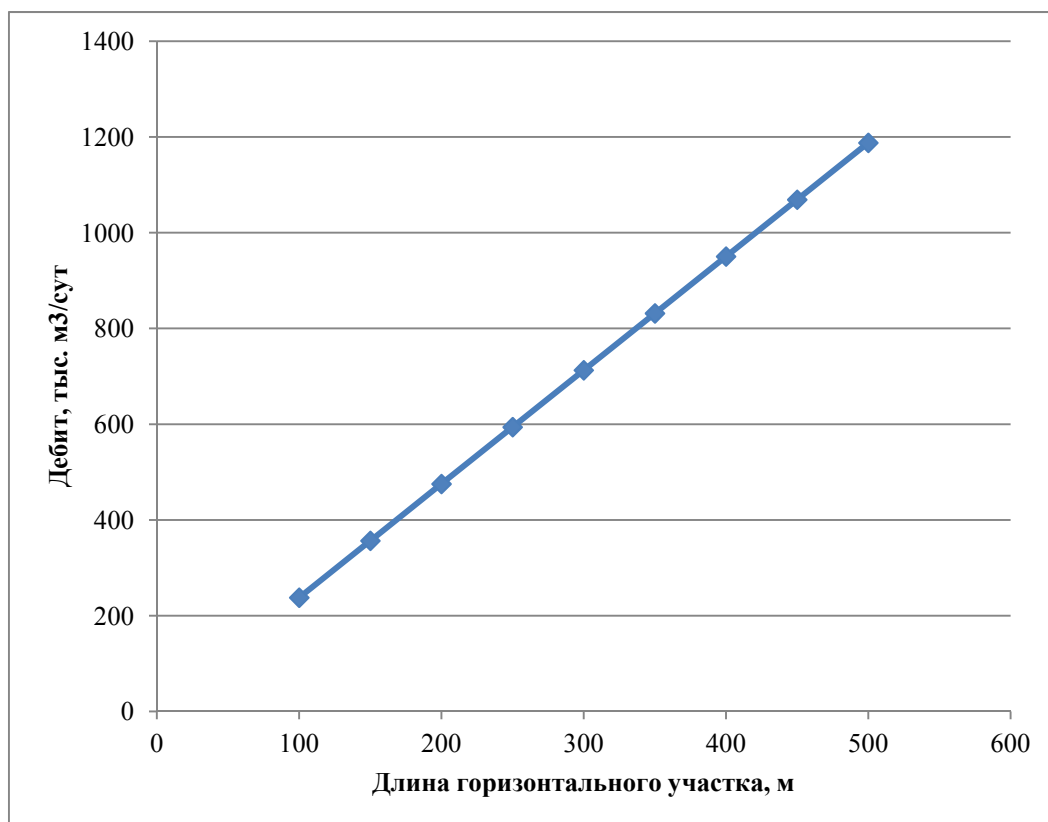


Рис. 10.6. Зависимость дебита газа от длины горизонтального участка

11. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Одним из приоритетных направлений деятельности специалистов компании ОАО «Газпромнефть», является повышение качества промыслово-геофизического контроля (ПГК) разработки месторождений. ПГК включает весь комплекс промысловых, гидродинамических, физико-химических и геофизических исследований скважин, испытания пластов, контроль эффективности интенсификации притока (А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, 2006). Основными его составляющими являются: устьевые и глубинные промыслово-технологические исследования (ТИ), геофизические исследования при эксплуатационном бурении (ГИС-контроль в открытом стволе), в действующих и простаивающих обсаженных скважинах (ПГИ), гидродинамические исследования при освоении и разработке пластов (ГДИС), физико-химические исследования глубинных и устьевых проб флюидов (PVT-исследования), межскважинные исследования (трассирование потоков индикаторами, гидропрослушивание). Перечисленные группы методов направлены на решение единой стратегической задачи - информационное обслуживание системы геомониторинга разработки месторождений (рисунок 11.1).



Рис. 11.1. Информационное сопровождение геомоделирования

Поэтому повышение результативности ПГК невозможно без совершенствования информационной платформы проводимых работ, как в сервисных, так и в добывающих компаниях. Среди приоритетных задач в этом направлении следует назвать внедрение современных систем регистрации и сбора данных (особенно при использовании глубинных автономных или дистанционных измерительных систем), программных средств обработки, интерпретации и анализа результатов измерений, информационное и технологическое сопровождение проводимых исследований.

В работе [18] подробно рассмотрены вопросы информационного обслуживания разработки месторождений на основе системы ПГК. Один из основных тезисов работы определяет современный промыслово-геофизический контроль как сложную, многофункциональную информационно-измерительную систему, в которой в течение всего этапа разведки и разработки месторождения непрерывно накапливаются сведения о строении и поведении эксплуатационных объектов. Данная информация отличается динамичностью и разнообразием в значительной степени отражает сложность и изменчивость исследуемых объектов. Вследствие этого для повышения эффективности системы ПГК недостаточно использовать только более точные средства измерений. Не менее важно совершенствование арсенала методических и технологических инструментов, а также программных средств, в частности, повышение роли так называемых «активных технологий». Их целью является целенаправленное воздействие на объект исследования для того, чтобы сделать изучаемые эффекты более контрастными на фоне помех. Аналогичная задача должна решаться на этапе интерпретации результатов измерения путем применения «помехоустойчивых» способов работы с данными.

В работе [18] также изложены представления о концепции развития программного обеспечения ПГК. Она в полной мере отражает современную тенденцию интеграции всех обособленных ранее методов ПГК в единый комплекс, что требует размещения накапливаемых данных в едином информационном пространстве. Вследствие этого одной из приоритетных задач становится создание единой корпоративной базы данных (БД) по всем типам исследований скважин, выполняемых при контроле разработки месторождения.

Проблемы создания и функционирования подобной информационной среды изложены в работе [18]. В них приведено подробное описание состава, структуры и принципов функционирования используемого в подразделениях ОАО «Газпром нефть» автоматизированного комплекса, предназначенного для интерпретации и анализа результатов комплексных исследований скважин при контроле разработки месторождений. Ядром комплекса является сетевая многопользовательская БД исследований «Гидра-Тест-М» (разработка НПП «Геотэк», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина) на основе

системы управления базой данных (СУБД) Oracle с набором приложений для анализа результатов.

Целью работы А.И. Ипатова и М.И. Кременецкого являлся анализ накопленного практического многолетнего опыта работ по информационному обеспечению ПГК разработки нефтяных месторождений, проводимых, в частности, специалистами Научно-технического центра ОАО «Газпромнефть». Рассмотрены основные тенденции развития информационного обеспечения в данной компании, текущие проблемы, которые приходится решать в ходе сопровождения корпоративной базы данных исследований, а также более детально исследованы вопросы дальнейших перспектив использования результатов ПГК при цифровом моделировании и проектировании разработки месторождений. Решение последнего вопроса является логическим завершением последовательных преобразований данных скважинных системных исследований и позволяет приступить к решению глобальной задачи управления разработкой месторождения.

Прежде всего, следует отметить проблему расширения состава базы данных. Вследствие большого объема разнородной геолого-промысловой и технологической информации, а также чрезвычайно разноплановых работ в скважинах к составу и структуре хранилища информации по контролю разработки предъявляются практически такие же требования, как и к корпоративной базе данных по разработке и добыче. Очевидно, что работа над подобной информационной средой не исчерпывается подбором и развитием соответствующей СУБД. Созданию БД по исследованиям должна предшествовать обстоятельная работа специалистов в предметной области по стандартизации и унификации каталогов и справочников, а также по обоснованию оптимальной иерархии и связи таблиц. Такая работа была начата авторами в 1996-2000 гг. в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Одним из ее промежуточных этапов явилась попытка унифицировать перечень определяемых в скважине параметров и сопутствующей информации, используемой при анализе результатов скважинных измерений. В дальнейшем эта работа способствовала созданию отраслевых руководящих документов и стандартов РФ в области методов и технологии контроля разработки нефтяных и газовых месторождений.

Следующий, не менее важный шаг, состоит в обосновании оптимальной структуры данных. При этом необходимо учитывать, что с БД в оперативном режиме взаимодействуют программные модули, решающие задачи интерпретации, графического и численного анализов результатов скважинных исследований. Эффективность взаимодействия зависит не только оттого, насколько точно и полно отражен в БД исследований список входных и выходных параметров, но и от того, насколько оптимально сгруппированы параметры по блокам и таблицам.

На рисунке 11.2 представлен фрагмент структуры БД, иллюстрирующий схему взаимодействия основных типов информации ПГК. В качестве основных структурообразующих элементов БД включает скважину и пласт (понимаемый в данном случае как объект разработки), которые подчинены блоку «месторождение». Названным элементам подчинены в свою очередь пластопересечения, характеризующие состояние объекта разработки в конкретной скважине. Большинство измеряемых параметров, в первую очередь исходные данные промысловых исследований, «привязано» к скважине. Частично это может быть отнесено и к ряду геофизических исследований в процессе строительства скважин или последующего технического контроля эксплуатации. Гидродинамические и некоторые геофизические исследования также обычно привязываются к конкретной скважине, но всегда нацелены на группу пластов, конкретный пласт или его отдельные толщины. Специализированные ГДИС (гидропрослушивание), а также другие виды межскважинных исследований (например, трассирование фильтрационных потоков индикаторами) привязаны к группе скважин.

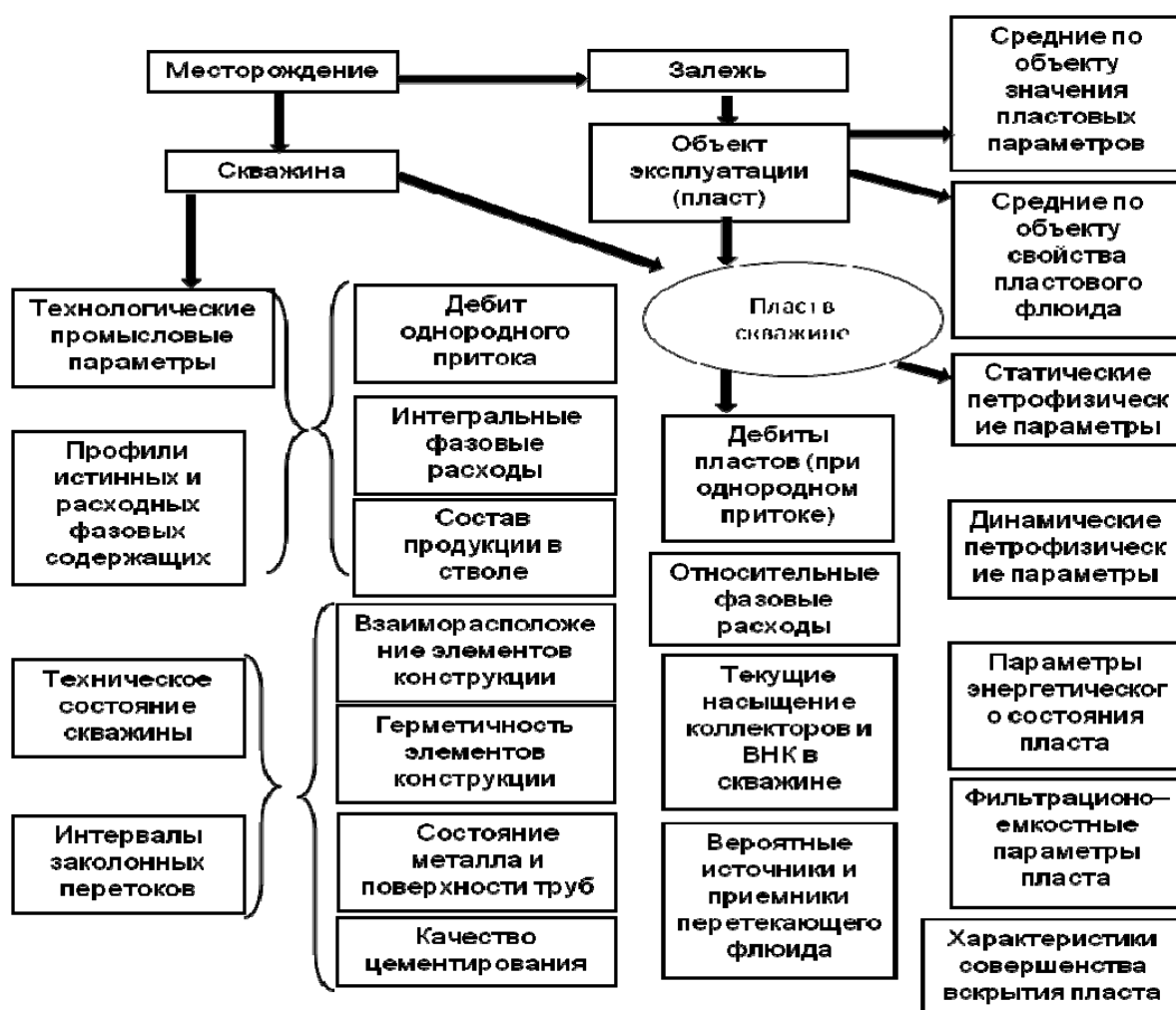


Рис. 11.2. Модель базы данных комплекса «Гидра-Тест-М»

Иерархия результатов интерпретации данных ГДИС разнообразна, они могут стать характеристикой не только конкретной скважины, пласта или пластопересечения, но и объекта разработки в целом. Их перечень очень широк: от средних значений скалярных пластовых характеристик (например, физических свойств пластового флюида) до двух- и трехмерных полей распределения петрофизических свойств ' по толщине и простиранию пласта.

Особенностью ПГК является также необходимость привязки результатов исследований ко времени. Решение задачи не сводится к введению параметра времени как одного из полноправных идентификаторов таблиц. Для каждого исследования должны быть известны характеристики исследуемого объекта (скважины, пласта) как непосредственно в процессе измерений, так и в течение достаточно длительного периода до их проведения. Следовательно, в БД исследований по контролю разработки должна обязательно присутствовать информация о движении фонда скважин и параметрах режима эксплуатации. Поскольку промысловые, промыслово-геофизические и гидродинамические исследования сами являются источником подобной информации, набор параметров в таблицах БД может быть существенно расширен. Вследствие этого подобный набор не может быть ограничен лишь стандартными для промысловой базы характеристиками режима работы скважины (фазовыми дебитами, давлениями на устье и др.). Не менее важно хранить данные о более специфичных и «узких» параметрах, необходимых для количественных гидродинамических, петрофизических и других оценок (например, градиентах давления в стволе, профилях фазовых истинных и расходных содержаний, параметрах структуры потока и др.).

Приоритетным направлением развития системы ПГК в настоящее время являются развитие и создание в корпоративной БД структур, обеспечивающих высокотехнологичную многопараметровую интерпретацию. В частности, речь идет о методах интерпретации и анализа результатов ГДИС, использующих сложные модели, которые учитывают несовершенство скважины и сложное строение пласта и призабойной зоны. Схожая проблема возникает также при переносе результатов ГДИС для адаптации гидродинамической модели месторождения или настройки секторных моделей пласта или его участков, что требует использования дополнительных (нетипичных для исследований) критериев и параметров. Это основная причина, по которой невозможно осуществлять документирование и хранение данных ГДИС и ПГИ в других известных программных продуктах типа Finder, OIS, «Баспро», «Сигма» и др. Указанные системы хранения результатов скважинных исследований по контролю разработки с ограниченными способами документирования изначально не предусмотрены для использования «высоких» технологий комплексной интерпретации и анализа данных ТИ-ГДИС-ПГИ-PVT, применения их для

адаптации и настройки гидродинамических моделей. Для всего этого необходимы специально разработанные реляционные базы данных, выполненные на платформе мощной СУБД.



Рис. 11.3. Гидродинамические модели системы скважина-пласт в базе данных «Гидра-Тест-М»

Еще одна проблема, связанная с взаимодействием БД с программными комплексами ПГК, вызвана необходимостью сохранения (документирования) БД способа получения результатов интерпретации. Одной из наиболее ярких иллюстраций этого условия являются результаты ГДИС. Па-бор и достоверность определенных по ГДИС параметров пласта определяется моделями (пласта, скважины, флюида и др.), полученными (использованными) в результате интерпретации исходных записей (рисунок. 11.3).

Иногда представляет интерес параллельная обработка по нескольким моделям, когда различие в полученных результатах уже дает дополнительную информацию. Это касается, например, различных способов описания трещины гидроразрыва, частичного вскрытия пластов и особенно актуально при изучении многопластовых систем.

Затронув проблему взаимодействия информационной системы с отдельными интерпретационными комплексами, нельзя не остановиться подробнее на принципах подобного взаимодействия. Наиболее простой путь решения проблемы - это непосредственная оперативная связь интерпретационной программы (модуля) с БД (функционирование обрабатывающего модуля с «оболочкой» в режиме автоматизированного рабочего места - АРМ). Однако реализация такого способа затруднена по следующим причинам.

Во-первых, оперативному обмену может помешать большой объем хранящейся в БД информации. Эту проблему специалисты компании «Газпром нефть», работающие с корпоративной БД по исследованиям комплекса «Гидра-Тест-М», стали в полной мере ощущать, когда в БД был загружен полный объем оперативный и архивной информации по 40 крупным месторождениям с начала их разработки (иногда более чем за 20-25 лет). Понадобились срочные меры по созданию дополнительных структур для оперативного обмена данными с интерпретационными программами и блоками.

Во-вторых, при интерпретации данных наиболее ответственных исследований часто проводится многовариантная обработка, результаты которой желательно сохранять только на этапе оперативного анализа.

Отмеченное позволяет считать, что оптимальное взаимодействие интерпретационной программы с БД должно осуществляться через некоторый буфер, так называемый «рабочий набор данных» (РНД). В применяемом комплексе «Гидру - Тест-М» в качестве РИД выступает «слепок» БД для одной скважины, где дополнительно предусмотрена возможность многовариантной интерпретации данных.

Так при сопровождении корпоративной БД по исследованиям специалисты ОАО «Газпром нефть» столкнулись с проблемой разрозненности исходной информации ГДИС. ТИ, ПГИ. В дочерней добывающей компании «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» за прошедшие годы был накоплен уникальный архивный материал по исследованиям скважин (с середины 90-х годов двадцатого столетия результаты ГДИС документировались исключительно в цифровом виде, полученный ранее аналогичный материал ПГИ - ГДИС в основном отсканирован и оцифрован). Когда в последние годы потребовалось собрать все л данные, распределенные по ряду локальных архивов, идентификация однотипных данных оказалась затруднена из-за их существенных отличий по составу, структуре и формату. Это потребовало длительной скрупулезной работы) унификации ретроинформации и ее конвертации (с предварительным отбором данных по качеству) в корпоративную базу исследований.

К настоящему времени практически удалось решить проблему загрузки и анализа оперативной информации. Развиваясь, корпоративная БД исследований постепенно заменила существовавшие параллельно

локальные хранилища. С этой целью была разработана целая система конверторов. С помощью постоянно действующих конверторов осуществляется связь и с другими корпоративными хранилищами, основным которых является БД по разработке программного продукта OIS. Периодически конвертируются информация о вновь водимых эксплуатационных объектах, движении фонда скважин, а также данные о текущем режиме работы скважин и др.

В ОАО «Газпромнефть» сформированы приложения к БД исследований, реализующих различные формы отчетности. Например, кроме стандартных графических приложений технологий работ в ОАО «Газпромнефть» предусмотрено создание периодической отчетности по исследованиям. В рамках приложений БД «Гидра-Тест-М» формируется несколько десятков различных отчетов. В начальный этап внедрения БД наибольшее внимание уделялось стандартным формам отчетности, в основном несущим оперативную информацию об объеме выполняемых работ и классификации результатов промыслово-технологических исследований. Этого было недостаточно для специалистов аналитических служб компании. В настоящее время практически завершена работа над новыми приложениями (так называемыми «динамическими отчетами»), позволяющими в режиме реального времени с использованием удобного интерфейса получать выборки результатов ГДИС и ТИ произвольного, задаваемого пользователем состава. В рамках данного типа приложений можно просматривать также и исходные результаты измерений.

Перечисленные задачи являются определяющими при создании информационного пространства в области исследований по контролю разработки в ОАО «Газпром нефть», которое целенаправленно уже много лет движется в направлении создания единого информационного поля для мониторинга и управления разработкой месторождений. Специалисты аналитических служб именно этой компании впервые в России стали применять технологии комплексной адаптации гидродинамических моделей резервуаров к результатам системных ГДИС-ПГИ-ГИС (рисунок 11.4)

Кардинальная реорганизация службы промысловых исследований и ее оснащение современными цифровыми приборами и зарубежным интерпретационным программным обеспечением позволили, в частности, существенно повысить эффективность ГДИС и добиться кратного снижения использования малоинформативных технологий. Решению этой задачи способствовали так же активное внедрение в добывающих насосных скважинах систем *on-line* мониторинга забойных параметров (непрерывная регистрация ниже ЭЦН параметров: давление - температура - расход - состав), а также внедрение усовершенствованных передовых технологий интерпретации и анализа результатов скважинных исследований (например, *Decline-анализ*).

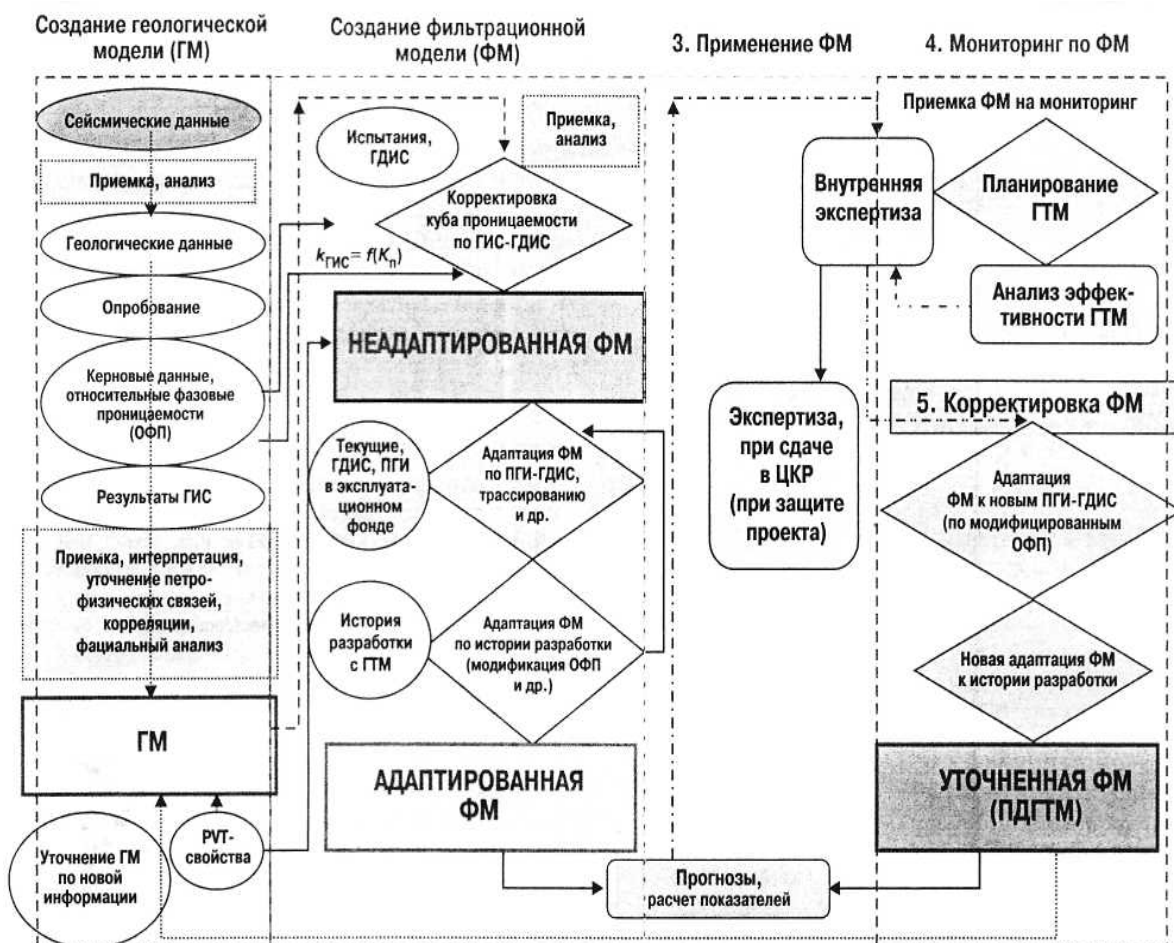


Рис. 11.4. Поэтапное использование результатов исследований скважин при создании постоянно действующей геолого-технологической модели ПДГТМ

12. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН

В настоящее время разработаны новые технические средства для исследования глубоких скважин различных категорий. Наиболее распространёнными из них являются глубинные манометры-термометры «САМТ», «PPS-25», «АМТ-10К».

Они предназначены для исследования добывающих нефтяных, газовых, нагнетательных и других скважин традиционным способом – опусканием прибора в скважину. Прибор позволяют одновременно измерять давления и температуры жидкой и газообразной среды, производить записи измеренных значений и времени проведенных измерений в свою память.

Ниже приводятся технические данные указанных приборов.

«АМТ-10К»

Наименование параметра	Значение параметра
Верхний предел измерения давления	800 кгс/см ²
Диапазон рабочих температур	От -40 до + 85 ⁰ С
Пределы допускаемой погрешности измерения давления, не более	± 0,1 %
Пределы допускаемой погрешности измерения температуры, не более	± 0,4 ⁰ С
Дискретность измерений	0,2.....3600 с
Внешний интерфейс	USB 2.0 FS
Габаритные размеры: - диаметр - длина - масса	19 мм 248 мм 0,5 кг

«САМТ-02-60-d32»

Наименование параметра	Значение параметра
Верхний предел измерения давления	60 мПа
Диапазон рабочих температур	От - 40 до + 125 ⁰ С
Пределы допускаемой погрешности измерения давления, не более	± 0,15 %
Пределы допускаемой погрешности измерения температуры, не более	± 0,2 ⁰ С
Дискретность измерений	1 с.....24 ч
Внешний интерфейс	USB 2.0 FS
Габаритные размеры: - диаметр - длина - масса	32 мм 522 мм 2,1 кг

«PPS-25»

Наименование параметра	Значение параметра
Верхний предел измерения давления	20000 пси (1379 атм)
Диапазон рабочих температур	+ 125 ⁰ С; + 150 ⁰ С; + 177 ⁰ С
Пределы допускаемой погрешности измерения давления, не более	± 0,03 %
Пределы допускаемой погрешности измерения /температуры, не более	± 0,5 ⁰ С
Дискретность измерений	1 с.....18 ч
Внешний интерфейс	USB 2.0 FS
Габаритные размеры: - диаметр - длина - масса	19 мм 230 мм 0,5 кг

13. МЕРОПРИЯТИЯ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН И ПРИБОРНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГИС-КОНТРОЛЯ

Приборное обеспечение ГИС - контроля, разработанное для решения указанных задач (ранее и в последние годы) и нашедшее широкое применение в Северо-Кавказском регионе, а также виды работ и задачи контроля технического состояния скважин приведены в таблице. 13.1

Таблица 13.1

Задачи контроля технического состояния скважин
и ориентировочное приборное обеспечение ГИС

Задачи контроля	Технические средства	Примечание
1. Контроль технического состояния скважин при их строительстве		
<i>1. Паспортизация обсадных колонн:</i>		
1.1. Определение местоположения муфтовых соединений	<i>Локаторы муфт:</i>	
	ЛГ-26, ЛГ-60	Разработаны в ВНИИгеофизика
	ЛМ-90, ЛМ-110	Разработаны в НПО "ГЕРС", г. Тверь
	ЛМ-42	Разработан в СКТБ ГП "Центргазгеофизика", г. Кимры
	МЛМ-36, ДЛМ-42, ЛПМ-90	Разработаны в НТЦ ООО "Кубаньгазпром"
	<i>Дефектоскопы индукционные:</i>	
	ДИ-1	Разработаны в НПО "Южморгео", г. Краснодар
	ДСИ (модификация ДИ-1)	
	ИДК-105	Разработан в АО НПО "Бурение", г. Краснодар
	<i>Магнитно-импульсные дефектоскопы:</i>	
	МИД-Газпром; ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др.	Разработаны в ВНИИГИС, г. Октябрьский
1.2. Выявление дефектов металлургического производства по телу труб (продольной ориентации), контроль правильности свинчивания обсадных колонн (по изменениям внутреннего диаметра)	Дефектоскоп индукционный ДИ-1	Разработаны в НПО "Южморгео", г. Краснодар
	Дефектоскоп скважинный индукционный ДСИ	

1.3. Выявление продольных и поперечных дефектов по телу труб, контроль зазоров между их торцами и правильности свинчивания обсадных колонн	Индукционный (вихретоковый) дефектоскоп ИДК-105	Разработан в АО НПО "Бурение", г. Краснодар
1.4. Контроль средней по периметру толщины труб (по дуге 360°), правильности свинчивания обсадных колонн и установки технологической оснастки	<i>Магнито-импульсные дефектоскопы:</i> МИД-Газпром ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др.	Разработаны в ВНИИГИС, г. Октябрьский (для вертикальных скважин)
	КСА-Т-7-73-/110-120/60 ВАРТА	Разработан в НПФ "Геофизика", г. Уфа
1.5. Определение начального профиля внутренней поверхности труб обсадных колонн (проходного сечения) приборами, использующими контактные и бесконтактные методы съема информации	<i>Электрохимические профиломеры:</i> "СПРУТ" (8 рычагов) ПТС-1, ПТС-2, ПТС-4 (8 рычагов)	Разработаны в Киевском ОКБ ГП
	<i>Электромагнитные профилографы:</i>	
	ПОК-1, ЭПОК-1, КСПТ-3, КСПТ-7	Разработаны в СКТБ ГП, г. Грозный
	Акустические телевизоры САТ, САТ-2; микрокаверномер-дефектомер САТ-4	Разработаны в АО НПФ "Геофизика", г. Уфа
1.6. Определение начальной толщины стенок обсадных труб и их разностенности сканирующими приборами	Приборное обеспечение с требуемыми характеристиками отсутствует	Требуется разработка аппаратуры со сканирующими датчиками (электромагнитными, акустическими, магнитоакустическими и т.п.)
2. Определение технического состояния обсадных колонн при строительстве скважин		
2.1. Определение профиля внутренней поверхности промежуточных обсадных колонн, деформации труб и их проходного сечения приборами, использующими контактные и бесконтактные методы съема информации	<i>Электрохимические профиломеры:</i>	
	"СПРУТ" (8 рычагов)	Разработаны в Киевском ОКБ ГП
	ПТС-1, ПТС-2	
	<i>Электромагнитные профилографы:</i>	
	ПОК-1, ЭПОК-Г, КСПТ-3, КСПТ-7	Разработаны в СКТБ ГП, г. Грозный
	Акустические телевизоры САТ, САТ-2; микрокаверномер-дефектомер САТ-4	Разработаны в АО НПФ "Геофизика", г. Уфа

2.2. Определение интервалов износа обсадных колонн (интегральной потери металла по дуге 360°) электромагнитными и РК методами	<i>Магнито-импульсные дефектоскопы:</i>	
	МИД-Газпром	Разработаны в ВНИИГИС, г. Октябрьский
	ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др.	(для вертикальных скважин)
2.3. Определение остаточной толщины изношенных участков обсадных колонн	Приборное обеспечение отсутствует	Требуется разработка аппаратуры для измерения остаточной толщины труб в зонах износа, т. к. ее определение по данным профилометрии не обеспечивает необходимую точность
2.4. Определение мест негерметичности обсадных колонн	Акустический течеискатель ТСА-1	Разработан в АО НПО "Бурение", г. Краснодар
	Контактный шумомер СМАШ-42	Разработан в НТЦ ООО "Кубаньгазпром"
	резистивиметры КРИС-28, КРИС-36 и др.	Разработаны в АО НПФ "Геофизика", г. Уфа
	термометр ТР-7 с регистрацией Т/Н, ΔТ/Н, ΔТ/ΔН	Разработан в СКТБ ГП, г. Грозный
2.5. Контроль состояния цементного камня за обсадной колонной и его контакта по границам двух сред: колонна-цемент и цемент-порода	МАК (3, 5)	Разработаны в АО НПФ "Геофизика", г. Уфа
	ЦМ (8-16; 12-20)	
	АРК-1	Разработаны в ВНИИГИС, г. Октябрьский
	СПАК (4, 6)	Разработаны в Киевском ОКБ ГП
	АКШ-5, АКШ-8, ИКЦ-1	Разработаны в АО НПО "Геофизприбор", г. Краснодар
	АВАК-7 и др.	Разработан в НПЦ "Тверьгеофизика"
2.6. Обнаружение перетоков флюида за обсадными колоннами	Термометр ТР-7 с регистрацией Т/Н, ΔТ/Н, ΔТ/ΔН;	Разработан СКТБ ГП, г. Грозный
	<i>Акустические методы</i>	Разработан в НТЦ ООО "Кубаньгазпром"
	контактный шумомер СМАШ-42 (диапазон регистрируемых частот 0,2-20 кГц, 5-20 кГц, 200, 600, 1000, 2000 Гц);	
	ИКЦ-1, АКШ-5, АКШ-8	Разработан в НПО "Геофизприбор", г. Краснодар

	АКИ-36-3-АКТАШ	Разработан в ВНИИГИС, п. Октябрьский
	ШМВ-42 (средние частоты настройки фильтров: 0,8, 1,8; 4,0; 10,0; 25,0; 60,0; 120,0 кГц);	Разработана СКТБ ГП "Центргазгеофизика", г. Кимры
	АИП-36 (диапазон регистрируемых частот 10-20 Гц; 200-1500 Гц; 4,0-10,0; 10,0-30,0 кГц)	Разработан в СКТБ ГП "Центргазгеофизика", г. Кимры
	ШСМ-1,2 (диапазон частот 0-20 кГц; 3 канала регистрации)	Разработан в ПО "Татнефтегеофизика"
2.7. Выделение интервалов перфорации и оценка ее качества	ЛПО-ГК (локатор перфорационных отверстий), ГК	Разработаны в НПО "Южморгео", г. Краснодар
	АКП-1; САТ - САТ-4	Разработаны в АО НПФ "Геофизика", г. Уфа
	ЭМЛОТ-112, АСКП-36, АКИ-36-3-АКТАШ	Разработаны в НИИГИС, г. Октябрьский
	Комплекс: ИДК-105+ДЛМ-2+СМАШ-42+ПТС-4	Разработан в НТЦ ООО "Кубаньгазпром"
	Магнитно-импульсные дефектоскопы: МИД-Газпром; ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42	Разработаны в НИИГИС, г. Октябрьский
3. Контроль технического состояния скважин при их эксплуатации		
3.1. Обнаружение порывов и трещин продольной и поперечной ориентации, обрывов эксплуатационных колонн и изменений среднего внутреннего диаметра труб	Индукционный дефектоскоп ИДК-105	Разработан в АО НПО "Бурение", г. Краснодар
3.2. Обнаружение порывов и трещин в многоколонных конструкциях (обсадных колоннах и НКТ)	Магнитно-импульсные дефектоскопы: МИД-Газпром	Разработаны в ВНИИГИС, г. Октябрьский
	ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др.	
3.3. Определение величины сосредоточенного (желобного) износа труб обсадных колонн и их остаточной толщины	Приборное обеспечение отсутствует	Требуется разработка аппаратуры для измерения остаточной толщины труб в зонах износа, т.к. ее определение по данным профилометрии не обеспечивает необходимую точность

3.4. Определение интервалов износа обсадных колонн (интегральной потери металла по дуге 360°)	<i>Магнитно-импульсные дефектоскопы</i> МИД-Газпром, ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др.	Разработаны в ВНИИГИС, г. Октябрьский (для вертикальных скважин)
	КСА-Т-7-73-/110-120/60 ВАРТА	Разработан в НПФ "Геофизика", г. Уфа
3.5. Определение деформации и проходного сечения труб приборами, использующими контактные и бесконтактные методы съема информации	<i>Электромеханические профимеры:</i> ПТС-4 (8 рычагов)	Разработан в Киевском ОКБ ГП
	<i>Электромагнитные профилографы:</i> ПОК-1, ЭПОК-1, КСПТ-3, КСПТ-7	Разработаны в СКТБ ГП, г. Грозный
	<i>Акустические телевизоры</i> САТ, САТ-2 микрокаверномер-дефектомер САТ-4	Разработаны в АО НПФ "Геофизика", г. Уфа
3.6. Определение интервалов интенсивной коррозии, интегральной потери металла по дуге 360° и сквозных проржавлений НКТ	<i>Магнитно-импульсные дефектоскопы:</i> МИД-Газпром	Разработаны в ВНИИГИС, г. Октябрьский
	ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42	(для вертикальных скважин)
	Локаторы потери металла ЛПМ-90, ЛПМ-42	Разработаны в НТЦ "Кубаньгазпром"
3.7. Определение мест негерметичности обсадных колонн	Акустический течеискатель ТСА-1	Разработан в АО НПО "Курение", г. Краснодар
	контактный шумомер СМАШ-42	Разработан в НТЦ ООО "Кубаньгазпром"
	резистивиметры КРИС-28, КРИС-36 и др.	Разработаны в АО НПФ "Геофизика", г. Уфа
	термометр ТР-7 с регистрацией Т/Н, ΔТ/Н, ΔТ/ΔН	Разработан в СКТБ ГП, г. Грозный
3.8. Контроль состояния цементного камня за обсадной колонной и его контакта по границам двух сред: колонна-цемент и цемент-порода	СГДГ (2, 3), КСА-Т-7-73-/110-1-20/60 ВАРТА	Разработаны в АО НПФ "Геофизика", г. Уфа
	МАК (2, 4, 5): ЦМ 3-4	
	АРК-1, АКЦ-НВ-48	Разработаны в ВНИИГИС, г. Октябрьский
	СПАК (4, 6)	Разработаны в Киевском ОКБ ГП
	АКШ-5, АКШ-8, ИКЦ-1	Разработаны в АО НПО "Геофизприбор", г. Краснодар

	АВАК-7 и др.	Разработан в НПП "Тверьгеофизика"
3.9. Обнаружение перетоков флюида за обсадными колоннами	Термометр ТР-7 с регистрацией Т/Н, $\Delta T/H$, $\Delta T/\Delta H$	Разработан в СКТБ ГП, г. Грозный
	<i>Акустические методы:</i> контактный шумомер СМАШ-42 (диапазон регистрируемых частот 0,2-20 кГц, 5-20 кГц, 200, 600, 1000, 2000 Гц)	Разработан в НТЦ ООО "Кубаньгазпром"
	ИКЦ-1, АКШ-5, АКШ-8	Разработаны в НПО "Геофизприбор", г. Краснодар
	АКИ-36-3-АКТАШ	Разработан в ВНИИГИС, п. Октябрьский
	ШМВ-42 (средние частоты настройки фильтров: 0,8; 1,8, 4,0; 10,0; 25,0; 60,0; 120,0 кГц)	Разработана СКТБ ГП "Центргазгеофизика", г. Кимры
	АИП-36 (диапазон регистрируемых частот 10-20 Гц, 200-1500 Гц, 4,0-10,0; 10,0-30,0 кГц)	Разработан в СКТБ ГП "Центргазгеофизика", г. Кимры
	ШСМ-1,2 (диапазон частот 0-20 кГц; 3 канала регистрации)	Разработан в ПО "Татнефтегеофизика"
4. Контроль технического состояния крепи скважин при проведении ремонтных работ		
4.1. Обнаружение порывов и трещин в обсадных колоннах, определение их протяженности и расстояния до муфтовых соединений, оценка изменений среднего внутреннего диаметра труб	Индукционный дефектоскоп ИДК-105	Разработан в АО НПО "Бурение" Определение протяженности трещин, их характера (продольные или поперечные), а также расстояния до муфт необходимого для выбора технологии ремонта обсадных колонн стальными пластырями
4.2. Детальное определение проходного сечения труб, профилометрия (контактная и бесконтактная)	<i>Электромеханические профилемеры:</i> ПТС-4 (8 рычагов)	Разработан в Киевском ОКБ ГП
	<i>Электромагнитные профилографы:</i> ПОК-1, ЭПОК-1, КСПТ-3, КСПТ-7	Разработаны в СКТБ ГП, г. Грозный

	Акустические телевизоры САТ, САТ-2 микрокаверномер-дефектомер САТ-4	Разработаны в АО НПФ "Геофизика", г. Уфа.
4.3. Определение мест негерметичности в резьбовых соединениях обсадных колонн газовых скважин	Акустический течеискатель. Приборное обеспечение отсутствует	В стадии разработки в НТЦ "Кубаньгазпром"
4.4. Контроль состояния цементного камня за обсадной колонной и его контакта по границам двух сред, колонна-цемент и цемент-порода	СГДГ (2, 3) КСА-Т-7-73-/110-1-20/60 ВАРТА МАК (2, 4, 5) ЦМ 3-4	Разработаны в АО НПФ "Геофизика", г. Уфа.
	АРК-1 АКЦ-НВ-48 и др.	Разработаны в ВНИИГИС, г. Октябрьский
	СПАК (4, 6)	Разработаны в Киевском ОКБ ГП
	АКШ-5, АКШ-8, ИКЦ-1	Разработаны в АО НПО "Геофизприбор", г. Краснодар
	АВАК-7 и др.	Разработан в НППЦ "Тверьгеофизика"
5. Контроль технического состояния крепи скважин при ревизии старого фонда и перед забуриванием боковых стволов		
5.1. Обнаружение порывов и трещин в обсадных колоннах, определение их протяженности и расстояния до муфтовых соединений; оценка изменений среднего внутреннего диаметра труб	Индукционный (вихретоковый) дефектоскоп ИДК-105	Разработан АО НПО "Бурение"
5.2. Детальное определение проходного сечения труб, профилометрия (контактная и бесконтактная)	<i>Электромеханические профиломеры:</i> ПТС-4 (8 рычагов)	Разработан в Киевском ОКБ ГП
	<i>Электромагнитные профилографы:</i> ПОК-1, ЭПОК-1, КСПТ-3, КСПТ-7	Разработаны в СКТБ ГП, г. Грозный

	Акустические телевизоры САТ, САТ-2 микрокаверномер-дефектомер САТ-4	Разработаны в АО НПФ "Геофизика", г. Уфа
5.3. Определение мест негерметичности обсадных колонн	Акустический течеискатель ТСА-1	Разработан в АО НПО "Бурение", г. Краснодар
	контактный шумомер СМАШ-42	Разработан в НТЦ ООО "Кубаньгазпром"
	резистивиметры КРИС-28, КРИС-36 и др.	Разработан в АО НПФ "Геофизика", г. Уфа
	Термометр ТР-7 с регистрацией Т, $\Delta T/H$, $\Delta T/\Delta H$	Разработан в СКТБ ГП, г. Грозный
5.4. Контроль состояния цементного камня за обсадной колонной и его контакта по границам двух сред: колонна-цемент и цемент-порода	СГДГ (2, 3) КСА-Т-7-73-/110-1-20/60 ВАРТА	Разработаны в АО НПФ "Геофизика", г. Уфа
	МАК (2, 4, 5) ЦМ 3-4 АРК-1, АКЦ-НВ-48	Разработаны в ВНИИГИС, г. Октябрьский
	СПАК (4, 6)	Разработаны в Киевском ОКБ ГП
	АКШ-5, АКШ-8, ИКЦ-1	Разработаны в АО НПО "Геофизприбор", г. Краснодар
	АВАК-7 и др.	Разработан в НПП "Тверьгеофизика"
	Термометр ТР-7 с регистрацией Т, $\Delta T/H$, $\Delta T/\Delta H$	Разработан в СКТБ ГП, г. Грозный
5.5. Обнаружение перетоков флюида за обсадными колоннами	<i>Акустические методы:</i> контактный шумомер СМАШ-42 (диапазон регистрируемых частот 0,2-20 кГц, 5-20 кГц 200, 600, 1000, 2000 Гц)	Разработан в НТЦ ООО "Кубаньгазпром"
	ИКЦ-1, АКШ-5, АКШ-8	Разработаны в НПО "Геофизприбор", г. Краснодар
	АКИ-36-3-АКТАШ	Разработаны в ВНИИГИС, п. Октябрьский
	ШМВ-42 (средние частоты фильтров: 0,8; 1,8; 4,0; 10,0; 25,0; 60,0; 120,0 кГц);	Разработан в СКТБ ГП "Центргазгеофизика", г. Кимры
	АИП-36 (диапазон регистрируемых частот 10-20 Гц; 200-1500 Гц; 4,0-10,0; 10,0-30,0 кГц)	Разработан в СКТБ ГП "Центргазгеофизика", г. Кимры
	ШСМ-1,2 (диапазон частот 0-20 кГц; 3 канала регистрации)	Разработан в ПО "Татнефтьгеофизика"

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ягафаров А.К., Клещенко И.И., Шлеин Г.А., Зозуля Г.П. и др.* Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Тюмень. – ТюмГНГУ. – 2010. – 395 с.
2. *Закиров С.Н.* Анализ проблем (плотность сетки скважин – нефтеотдача). – М.: Изд.: Грааль. – 2002.
3. *Борисов Ю.П. и др.* Добыча нефти с использованием горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: Недра. – 1964.
4. *Выбор геометрии рационального размещения горизонтальных скважин в пласте.* – ЭИ. Серия: Нефтепромысловое дело (заруб.опыт)., вып. 7, ВНИИОЭНГ, 1994. – С. 1–11 (Реферат ст. Suprinovich R., Batler R.M. The choice of pattern size and for regular arrays of horizotal wells // J. of Canad. Thecnol. – 1992, 1. – 31, № 1. – Р. 39–44).
5. *Телков М.В., Колесник Е.В., Грачёв С.И.* Обоснование и совершенствование методов фильтрационных сопротивлений, связанных с притоком жидкости и газа к несовершенной скважине. – М.: – 2008. – 64 с.
6. *Аксельрод С.М.* Исследование профиля притока в горизонтальных скважинах // НТВ «Каротажник», Тверь: Изд. АИС.- 2005. Вып. 5-6. – С. 301-335.
7. *Савич А.Д.* Геофизические исследования горизонтальных скважин. Состояние и проблемы // НТВ «Каротажник», Тверь: Изд. АИС. – 2010. Вып. 2. – С. 16-37.
8. *Князев А.Р., Савич А.Д., Фокин А.П., Черных И.А.* Способ герметизации устья скважины и устройство для его осуществления. – М.: РОСПАТЕНТ, № 2357067. – 2009.
9. *Беляков Н.В.* Технологии интегрированных исследований бурящихся горизонтальных скважин //НТВ «Каротажник». – Тверь. Изд. АИС. – 2005. Вып: 5-6. – С. 92-96.
10. *Беляков Н.В., Громобоев Ю.В., Фридман М.Я.* Опыт использования системы «WELLBASE» для геологической интерпретации данных ГИС-ГТИ в скважинах горизонтального и наклонно-направленного бурения в условиях Западной Сибири.
11. *Кнеллер Л.Е., Гайфуллин Я.С., Рахматуллин В.У., Антонов К.В.* Прогноз потенциальных дебитов горизонтальных скважин по данным ГИС // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений – 1997. – № 12.
12. *Кнеллер Л.Е., Гайфуллин Я.С., Салихьянов А.М.* Прогноз потенциальных дебитов горизонтальных скважин по материалам геофизических исследований в открытом стволе (технология и результаты) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений: – М.: 2005. – № 12.

13. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра. – 1984. – 269 с.
14. Современные методы гидродинамических исследований скважин.
15. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. ООО Премиум Инжиниринг, 2011.
16. Басниев К.С. Подземная гидромеханика/ К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Р.Д. Каневская, В.М. Максимов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2005. – 496 с.
17. Гилаев Г.Г. К гидродинамике горизонтальных скважин / Г.Г. Гилаев, А.Г. Вартумян, А.Т. Кошелев, В.И. Любушкин, А.С. Арутюнян // Освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: Сб. докл. 3-й Международной конференции. – Краснодар: «Сов. Кубань». – 2002. – 528 с.
18. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Роль информационных технологий в разработке месторождений нефти в НК «Газпромнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 12. – С. 82-85.
19. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. – Amsterdam: Elsevier, 2002. – 439 p.
20. Joshi S.D. Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells. J. of Petrol. Techn. June, 1988. p. 729-739.
21. Никитин Б.А., Басниев К.С. и др. Методика определения забойного давления в горизонтальной газовой и газоконденсатной скважине с учетом наличия в потоке газа, жидкости. – М.: ИРЦ Газпром. – 1998. – 33 с.
22. Телков А.П., Грачёв С.И. и др. Особенности разработки нефтегазовых месторождений. Часть I. – Тюмень. – ООО НИПИКБС-Т. – 2000. – 328 с.
23. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин // ЭИ, сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГазпром. – 1992, вып. 3.
24. Справочник инженера по исследованию скважин. Издательство "Инфра-Инженерия". – 2010.
25. Ягафаров А.К., Шлеин Г.А., Федорцов В.К., Горностаев С.Г. Исследование малодебитных скважин. – Тюмень. – Изд. Вектор-Бук. – 2004. – 293 с.
26. Дергунов И.А. Особенности применения горизонтальных скважин на Верхнечонском месторождении./НТЖ Территория нефтегаз. – 2011. – № 3.
27. Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М. Оценка предельной длины горизонтальной скважины./НТЖ Нефтяное хозяйство. – 2004. - №1. – С. 71-74.

ОГЛАВЛЕНИЕ

<i>ВВЕДЕНИЕ</i>	3
1. СОВРЕМЕННЫЕ НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ И ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	4
2. НЕУСТАНОВИВШИЙСЯ ПРИТОК ЖИДКОСТИ И ГАЗА К НЕСОВЕРШЕННОЙ СКВАЖИНЕ ПО ДВУХЗОННОЙ СХЕМЕ	6
2.1. Приток малосжимаемой жидкости к горизонтальному стволу	6
2.2. Решения некоторых задач установившейся изотермической фильтрации, связанных с использованием горизонтальных стволов в газовых скважинах.....	6
2.3. Установившийся приток реального газа к горизонтальной скважине по линейному закону фильтрации	7
2.4. Приближенное аналитическое решение Алиева-Шеремета задачи притока реального газа к горизонтальной скважине по нелинейному закону фильтрации.....	8
2.5. Влияние анизотропии пласта на производительность скважин с горизонтальным окончанием.....	10
3. ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	12
3.1. Основные задачи, решаемые при строительстве скважин	12
3.2. Комплексы промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин	13
3.3. Геофизические исследования в горизонтальных скважинах механизированного фонда	17
3.4. Технологии геофизических исследований горизонтальных скважин	23
3.5. Требования к интерпретации и оформлению данных.....	29
3.6. Геологические результаты и дальнейшие перспективы геолого-геофизических исследований в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах	30
4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН	39
4.1. Цели и задачи гидродинамических исследований скважин.....	39
4.2. Испытание скважин пластоиспытателями на трубах.....	20
4.3. Теоретические и методические основы гидродинамических иссле- дований скважин и пластов со сложными траекториями нестацио- нарных течений (горизонтальных и условно вертикальных)	44
5. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ СИСТЕМНЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	46

5.1. Цели и задачи промыслово-геофизического и гидродинамического системного контроля	46
5.2. Решение задач системного контроля с помощью комплексных исследований.....	64
6. СИСТЕМООБРАЗУЮЩАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И ДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИ МОНИТОРИНГЕ И МОДЕЛИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ.....	69
6.1. Принципы интерпретации и динамического анализа результатов промыслово-геофизического контроля.....	69
6.2. Задачи системообразующей интерпретации и динамического анализа в промыслово-геофизическом контроле	72
7. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПО КВД-КПД.....	74
7.1. Основы исследования горизонтальных скважин.....	74
7.2. Методические рекомендации по определению скин-фактора по данным КПД-КВД.....	76
8. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН.....	81
8.1. Классификация гидродинамических методов исследования скважин	81
8.2. Метод интерпретации КВД Евченко	84
8.3. Обработка кривых падения давления	89
8.4. Результаты нтерпретации КВД в горизонтальных скважинах Верхне-Чонского месторождения	91
9. ПРОМЫСЛОВО- ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ	101
10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ	103
10.1. Определение дебита нефти в горизонтальных скважинах	103
10.2. Определение забойного давления в горизонтальной газовой и газоконденсатной скважинах	109
10.3. Расчет оптимальной длины горизонтального участка скважины..	110
10.4. Определение дебита газа и длины горизонтального участка скважины.....	112
11. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ.....	117
12. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН.....	126
13. МЕРОПРИЯТИЯ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН И ПРИБОРНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГИС-КОНТРОЛЯ	128
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	136

Учебное издание

Ягафаров Алик Каюмович
Клещенко Иван Иванович
Новоселов Дмитрий Владимирович

**СОВРЕМЕННЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

В авторской редакции

Подписано в печать 17.04.2013. Формат 60х90 1/16. Печ. л. 8,75.
Тираж 500 экз. Заказ № 715.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.