

**Гидродинамические
исследования пластов и
скважин**

СОДЕРЖАНИЕ

	Обозначения и сокращения	3
	Введение	6
1.	Методы и технологии промыслово-геологического контроля	7
1.1.	Задачи методов и технологий промыслово – геофизического контроля	7
1.2.	Задачи промыслового контроля	9
1.2.1.	Цели гидродинамических методов исследования скважин	9
2.	Условия применения гидродинамических исследований скважин и пластов	12
3.	Гидродинамические параметры пластов и скважин	14
4.	Гидродинамические методы исследования	17
5.	Исследования скважин при установившихся режимах работы	19
5.1.	Теоретические основы проведения и интерпретации результатов исследования скважин на установившихся режимах эксплуатации	19
5.2.	Последовательность проведения исследований	21
6.	Исследование скважин при неустановившихся режимах работы (со снятием кривых восстановления давления на забое)	32
6.1.	Обработка результатов исследования скважин со снятием кривой восстановления давления без учета притока жидкости к забою после ее остановки	34
6.2.	Обработка результатов исследования со снятием кривой восстановления давления и с учетом притока жидкости к забою после остановки скважины	38
6.3.	Метод гидропрослушивания	39
7.	Приборы и оборудование для гидродинамических исследований скважин	44
7.1.	Техника и приборы для гидродинамических исследований скважин	44
7.2.	Технология исследования скважины с предварительным спуском прибора под ЭЦН	54
7.3.	Технология геофизических исследований действующих скважин по межтрубному пространству	61
7.4.	Технология контроля за работой скважины при одновременно-раздельной эксплуатации	64
7.5.	Технология контроля за работой скважины при внутрискважинной перекачке	66
7.6.	Технология исследования действующих нагнетательных скважин автономной геофизической аппаратурой	67
8.	Проектирование ГДИС	69
8.1.	Задачи проведения ГДИС	69

8.2	Требования к исходной информации	71
8.3	Вид исследований	71
8.4	Варианты проектирования ГДИС	72
8.5	Дополнительные данные	73
8.6	Минимизация проблем при исследовании и интерпретации	74
	Выводы	76
	Список литературы	70

ОБОЗНАЧЕНИЯ И РАЗМЕРНОСТИ

Обозначение	Описание	Единицы измерения
ε	Гидропроводность пласта	
$\chi = \frac{kh}{\mu}$	Пьезопроводность пласта	$\text{см}^2/\text{с}$
K	Коэффициент продуктивности скважины	$\frac{\text{см}^3/\text{с}}{\text{атм.}}$
K'	Коэффициент приемистости скважины	$\frac{\text{см}^3/\text{с}}{\text{атм.}}$
k/μ	Подвижность нефти в пласте	мД/ мПа·с
k	проницаемость	мД
Q	объёмный расход (дебит)	$\text{см}^3/\text{с}$
β_f	Коэффициент объёмной упругости жидкости	1/Па
β_c	коэффициент объёмной упругости пласта	1/Па
$\beta^* = m_0\beta_f + \beta_c$	коэффициент упругоёмкости пласта	1/Па
β_f	Коэффициент объёмной упругости жидкости	1/Па
$r_{\text{пр}}$	Приведенный радиус скважины	см

r_c	радиус скважины	см
R_k	Радиус контура питания	см
m	пористость	%
α	Коэффициент совершенства скважины	
$P_{пл}$	Пластовое давление	МПа
$P_{заб}$	Давление на забое скважины	МПа
P_k	Давление на контуре питания	МПа
ρ	плотность	
$T_{стаб}$	Время перехода с одного режима	час
h	толщина пласта	м
μ	Динамическая вязкость жидкости	МПа·с
g	ускорение свободного падения	м ² /сек
$H_{дин}$	Динамический уровень жидкости	
ΔP	Депрессия в пласте	
	Коэффициент	
ω_n	Объемный коэффициент нефти	
c	дополнительное фильтрационное сопротивление притоку жидкости к скважине, вызванное ее несовершенством (по степени или по характеру вскрытия)	
C_2	Поправочный коэффициент на несовершенство скважины по характеру вскрытия	
C_1	Поправочный коэффициент на несовершенство скважины по степени вскрытия	
$h_{эф}$	Работающая толщина пласта	м

γ	удельный вес	г/см^3
Re	Число Рейнольдса	
$\Delta\tau_3$	упругий запас	$\Delta\tau_3 = \beta^* V_n \Delta p_k ;$ V_n – объём пласта
μ	Коэффициент динамической вязкости	Па*с
ρ	плотность	кГ(кг-сила)
γ	удельный вес	$\gamma = \rho g$

Введение

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

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

Одним из важнейших источников информации являются гидродинамические (промысловые) исследования пластов и скважин. 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

1. МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

1.1 Задачи методов и технологий промыслово – геофизического контроля

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

Основными задачами ГИС-контроля в обсаженных скважинах традиционно считают: контроль процесса вытеснения углеводородов водой (с выходом на количественное определение текущего насыщения пластов), а также контроль параметров состава, профиля притока и технического состояния ствола скважины. Однако, в связи активным развитием в последние годы прогрессивных технологий цифрового геомоделирования, массовую оценку текущего нефтегазонасыщения объектов разработки стало возможным проводить на моделях, минимизируя прямые геофизические исследования в скважинах. Одновременно акцент в проведении системных исследований на месторождениях сместился в сторону гидродинамических методов (ГДИС), результаты которых необходимы для настройки самих фильтрационных моделей. Информационное обеспечение на базе системных ГДИС-ПГИ процессов геомоделирования и проектирования разработки позволяет в конечном счете повысить нефте(газо)отдачу на месторождениях.

Конечной целью ПГК является получение информации о состоянии продуктивности пластов для выбора оптимальной системы разработки залежи, обеспечивающей максимальное извлечение из недр нефти и газа, наблюдение за добывающей скважиной с целью определения характера изменения параметров продуктивности и насыщения пластов, Возможности стационарных геофизических исследований для решения этой задачи считаются ограниченными, но могут быть расширены за счет привлечения результатов газо(гидро)динамических наблюдений и благодаря

информативности ряда технологий с искусственным воздействием на пласт (путем закачки в него «меченого» вещества МВ) – так называемые «специальные» исследования «каротаж-воздействие-каротаж».

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

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

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

1) контроль перфорации, оценка совершенства вскрытия;
2) уточнение глубины подвески НКТ, положения других элементов конструкции скважины или подземного оборудования:

2) определение интервалов негерметичности обсадных колонн и НКТ;
3) изучение текущего состояния колонн (смятий, коррозии);
4) оценка текущего состояния цементного камня, его плотности и характера распределения за колонной, оценка герметичности искусственного забоя, выявление зон гидрато- и солеобразований.

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

1) изучение термобарических условий в скважине;
2) изучение фазового состояния флюида в стволе скважины;
3) наблюдение за текущими уровнями жидкости в стволе скважины (в НКТ и в межколонном пространстве);
4) выявление перетоков между продуктивными пластами по стволу скважины и по заколонному пространству;

5) оценка их интенсивности, выявление причин заводнения и интервалов поступления воды в ствол действующей скважины;

6) определение суммарных фазовых дебитов продукции скважины, оценка ее фазовой продуктивности;

7) выявление техногенных залежей газа и мест его утечек в скважине.

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

1) оценка характера насыщения пластов-коллекторов, коэффициентов текущей газо- и нефтенасыщенности;

2) уточнение интервалов дренирования, охвата выработкой и заводнением, работой, оценка профилей притока и приемистости;

3) определение дифференциальных (попластовых) фазовых дебитов;

4) определение фильтрационных характеристик продуктивного пласта, оценка пластовых давлений и температур.

В зависимости от вида решаемых задач и от типа наблюдаемого объекта (пласт или скважина) результативность геофизических исследований

может существенно меняться. Повышение эффективности ГИС- контроля, как правило, связывают с усложнением технологии измерений и обработки данных.

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

1.2 Задачи промыслового контроля

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

Оперативные способы оценки пластового давления включают: прямые замеры глубинными датчиками (включая технологии ГДИС): контроль текущих статических уровней жидкости в простаивающих эксплуатационных скважинах или в скважинах-пьезометрах; расчеты забойного и пластового давлений через устьевые. Достоверность последнего способа на практике может быть невысокой и требует сопоставления с данными прямых замеров.

1.2.1. Цели гидродинамических методов исследования скважин

Основная цель исследования залежей и скважин — получение информации о них для подсчета запасов нефти и газа, проектирования, анализа, регулирования разработки залежей и эксплуатации скважин. Исследование начинается сразу же после открытия залежей и продолжается в течение всей «жизни» месторождения, т. е. осуществляется в процессе бурения и эксплуатации скважин, обеспечивающих непосредственный доступ в залежь.

Исследования можно подразделить на *первичные, текущие, специальные*. *Первичные исследования* проводят на стадии разведки и опытной эксплуатации месторождения. Задача их заключается в получении

исходных данных, необходимых для подсчета запасов и проектирования разработки. *Текущие исследования* осуществляют в процессе разработки. Их задача состоит в получении сведений для уточнения параметров пласта, принятия решений о регулировании процесса разработки, проектирования и оптимизации технологических режимов работы скважин и др. *Специальные исследования* вызваны специфическими условиями разработки залежи и эксплуатации скважин (внедрение внутрислоевого горения и т. д.).

Выделяют прямые и косвенные методы исследования. К *прямым* относят непосредственные измерения давления, температуры, лабораторные методы определения параметров пласта и флюидов по керну и пробам жидкости, взятым из скважины. Большинство параметров залежей и скважин не поддается непосредственному измерению. Эти параметры определяют косвенно путем пересчета по соотношениям, связывающим их с другими, непосредственно измеренными побочными параметрами. *Косвенные* методы исследования по физическому явлению, которое лежит в их основе, подразделяют на:

- промыслово-геофизические,
- дебито- и расходометрические,
- термодинамические
- гидродинамические.

При *промыслово-геофизических* исследованиях с помощью приборов, спускаемых в скважину посредством глубинной лебедки на электрическом (каротажном) кабеле, изучаются:

- электрические свойства пород (электрокаротаж),
- радиоактивные (радиоактивный каротаж — гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж, нейтронные каротаж),
- акустические (акустический каротаж),
- механические (кавернометрия) и т. п.

Промыслово-геофизические исследования - позволяют определить пористость (поровую, трещинную, кавернозную), проницаемость, нефтегазонасыщенность, толщину пласта, отметки его кровли и подошвы, литологию и глинистость пород, положения водонефтяного контакта (ВНК), газонефтяного контакта (ГНК) и их продвижения, интервалы обводнения, состав жидкости в стволе скважины и его изменение (гамма-плотнометрия, дизелькометрическая влагометрия, резистивиметрия и др.), скорость движения и распределение закачиваемых в пласт агентов

(метод радиоактивных изотопов, индикаторные методы и др.), выявить работающие интервалы пласта, установить профили притока и поглощения (скважинная дебито- и расходомерия, термометрия, фотоколориметрия, определение содержания ванадия и кобальта в нефти), определить техническое состояние скважины (качество цементирования, негерметичность обсадных труб, наличие межпластовых перетоков, толщина стенок труб, дефекты в них, местоположение интервалов перфорации, элементов оборудования, муфт и забоя скважины, место отложения парафина, осадка и др.). Эти исследования выполняют геофизические организации. К геофизическим исследованиям относят также скважинные дебиторасходомерические и термодинамические исследования.

Скважинные **дебито- и расходомерические исследования** позволяют выделить в общей толщине пласта работающие интервалы и установить профили притока в добывающих и поглощения в нагнетательных скважинах. Обычно эти исследования дополняются одновременным измерением давления, температуры, влагосодержания потока (доли воды) и их распределения вдоль ствола скважины. Для исследования на электрическом кабеле в работающую нагнетательную скважину спускают скважинный прибор — **расходомер** (в добывающую скважину - **дебитомер**), датчик которого на поверхность подает электрический сигнал, соответствующий расходу жидкости.

Прибор перемещают в скважине периодически с определенным шагом (около 1 м) от точки к точке. В каждой точке измеряется суммарный расход. По данным измерения строят диаграмму интенсивности (расходо- или дебитограмму) или преимущественно профиль поглощения (притока) жидкости, что позволяет определить работающие интервалы, их доленое участие в общем расходе (дебите) жидкости, охват разработкой по толщине пласта (отношение работающей толщины пласта к нефтенасыщенной и перфорированной), эффективность проводимых в скважине работ по воздействию на призабойную зону пласта. При наличии измерения забойного давления можно определить коэффициент продуктивности (приемистости) каждого интервала или в случае исследований при нескольких режимах работы скважины — построить для них индикаторные линии.

Термодинамические исследования скважин -позволяют изучать распределение температуры в длительно простаивающей (*геотерма*) и в работающей (*термограмма*) скважине, по которой можно определять геотермический градиент, выявлять работающие и обводненные интервалы пласта, осуществлять анализ температурных процессов в пласте (при тепловом воздействии, закачке холодной воды) и выработки запасов нефти при заводнении, контролировать техническое состояние скважин и работу подземного скважинного оборудования. Расходо- и термометрия скважин позволяют также определить места нарушения герметичности колонн, перетоки между пластами и др.

Гидродинамические методы исследования скважин и пластов по данным о величинах дебитов жидкостей и газа, о давлениях на забоях или об изменении этих показателей, а также о пластовой температуре во времени позволяют определять параметры пластов и скважин. Определение параметров пластов по данным указанных исследований относится к так называемым *обратным задачам гидродинамики*, при решении которых по измеряемым величинам на скважинах (дебиты, давления, температура) устанавливаются параметры пластов и скважин (проницаемость, пористость, пьезопроводность пласта, несовершенство скважин и др.).

Целью гидродинамических исследований на стадии промышленной разведки месторождений является получение возможно полной информации о строении и свойствах пластов, необходимой для подсчета запасов и составления проекта разработки.

С помощью промысловых исследований можно получить наиболее объективные материалы о комплексе гидродинамических характеристик пласта, так как они основываются на изучении аналитических зависимостей между доступными для непосредственных измерений величинами, такими как пластовые давления, температуры, притоки жидкости и т. д.

Задача определения абсолютных значений этих величин с необходимой точностью, а также изучения характера их изменения во времени и пространстве (по разрезу и площади залежи) является основной задачей специальной области измерительной техники, связанной с проведением измерений в скважинах и получившей название глубинной. Методы и средства глубинных измерений указанных величин (исходных параметров) имеют существенные особенности, определяемые как целями и видом исследования, так и специфическими условиями эксплуатации приборов в различных скважинах.

Тенденции развития техники контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений таковы, что промысловые исследования будут иметь в последующие годы все более важное практическое значение, а служба исследований непрерывно будет совершенствоваться и расширяться. Предусмотренное усиление работ по изысканию новых, более эффективных методов разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений по значительному повышению степени извлечения нефти и газового конденсата из недр потребует для своего осуществления создания информационно-измерительных систем, обеспечивающих действенный контроль за ходом процессов выработки продуктивных пластов, а также комплекса глубинных приборов для оценки эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти и газа. Поэтому все большее значение приобретают и вопросы, связанные с методами глубинных измерений исходных параметров, теоретическими и физическими принципами создания глубинных приборов, техникой проведения измерений в скважинах.

2. УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

Информация, получаемая по данным промыслово-геофизических исследований скважин и лабораторных исследований образцов горных пород, не достаточно точно характеризует свойства пласта в целом или те свойства, которые резко могут изменяться по площади его распространения, т.к. объем исследуемой зоны составляет незначительную долю от объема пласта. Кроме того, определение комплексных гидродинамических параметров (ϵ, χ) расчетным путем по данным геофизических и лабораторных исследований, как правило, не позволяет получить достоверную информацию об осредненных значениях ϵ и χ пласта в районе исследуемой скважины или на участках между несколькими скважинами.

В этом смысле существенное преимущество перед геофизическими и лабораторными методами изучения пластов имеют *гидродинамические исследования*, основанные на непосредственных измерениях *дебита, давления и расстояния между скважинами*.

По данным гидродинамических исследований можно определить численные значения параметров, характеризующих гидродинамические свойства скважин и пластов, а также определить особенности их строения (наличие неоднородностей, непроницаемых границ).

В то же время, имея дополнительные данные, получаемые по результатам лабораторных и геофизических исследований о вязкости жидкости и толщине пласта, можно достаточно точно определить осредненную проницаемость пласта в районе исследуемой скважины или на участке между двумя скважинами.

3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

Для решения многих практических задач, связанных с проектированием и разработкой НГМ, а также с установлением режимов эксплуатации отдельных скважин, необходимо определить параметры, характеризующие гидродинамические свойства скважин и пластов: продуктивность скважин, гидропроводность пласта, пьезопроводность пласта, коэффициент гидродинамического совершенства скважины.

1) *коэффициент продуктивности добывающей скважины* – отношение ее дебита Q к перепаду между пластовым и забойным давлением, соответствующими этому дебиту – показывает, на сколько может измениться дебит скважины при изменении депрессии на пласт на единицу.

$$K = \frac{Q}{(P_{nl} - P_c)}, \quad (3.1)$$

Размерности $[K] = \frac{м^3}{сут \cdot МПа}; \frac{м}{сут \cdot МПа}; \frac{м^3}{сут \cdot кгс/см^2}; \frac{м}{сут \cdot кгс/см^2}$

В литературе обозначение коэффициента продуктивности можно встретить через греческую букву η .

Из формулы Дюпюи коэффициент продуктивности может быть определен как

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (3.2)$$

Для нагнетательной скважины определяют аналогичный коэффициент - **коэффициент приемистости нагнетательной скважины:**

$$K' = -\frac{Q_{\text{в}}}{(P_{nl} - P_c)}; \quad (3.3)$$

$Q_{\text{в}}$ – расход воды, закачиваемой в данную скважину.

2) коэффициент гидропроводности пласта:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu}; \quad [\varepsilon] = \frac{мкм^2 \cdot м}{мПа \cdot с}; \frac{Д \cdot м}{мПа \cdot с} \quad (3.4)$$

Коэффициент продуктивности (K) и коэффициент гидропроводности(ε) связаны между собой:

$$K = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (3.5)$$

3) подвижность жидкости в пласте k/μ :

Определение данного параметра необходимо в случае исследования притока к скважинам нефтей, обладающих структурно-механическими свойствами (аномально- и сверханомально-вязкие нефти)

$$\left[\frac{k}{\mu}\right] = \frac{мкм^2}{мПа \cdot с}; \frac{Д}{мПа \cdot с} \quad (3.6)$$

4) коэффициент проницаемости пласта k – важная гидродинамическая характеристика пористой среды – характеризует суммарную площадь сечения поровых каналов, по которым идет процесс фильтрации, на единичной площади фильтрации.

$$[k] = м^2, мкм^2, Д, мД. \quad 1Д = 1000мД = 1,02мкм^2 = 1,02 \cdot 10^{-12} м^2.$$

Способы определения коэффициента проницаемости k :

- **лабораторный** - через образец пористой среды длиной l , площадью поперечного сечения F , пропускается жидкость или газ вязкостью μ , с объемным расходом Q , при перепаде давления на входе P_1 и выходе P_2 этого образца ΔP . Тогда согласно закона Дарси:

$$V = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{l}, \quad \Delta P = P_1 - P_2 \quad (3.7)$$

$$k = \frac{Q\mu l}{F\Delta P}; \quad (3.8)$$

Преимущество этого способа - наиболее точный, недостаток - показывает значение K только в точке отбора керна.

- **геофизический** – определяют при проведении геофизических работ в скважине. Преимущество этого способа - характеризует большую область пласта (осредненно), но только на несколько сантиметров от ствола скважины
- **гидродинамический** - позволяет количественно оценить проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП), удаленной зоны пласта и всего пласта в зоне дренирования скважины, но данный способ определения коэффициента проницаемости менее точный чем лабораторный.

5) **коэффициент пьезопроводности пласта χ** - характеризует способность пласта к передаче возмущений (изменений давления), вызванных изменением режима эксплуатации. Или, характеризует скорость перераспределения давления в пласте в условиях упругого режима. Для однородного пласта:

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{жс} - \beta_c)} = \frac{k}{\mu\beta^*} \text{ - формула Щелкачева;} \quad (3.9)$$

$$[\chi] = \frac{м^2}{с}, \frac{см^2}{с} \quad [\chi] = 10^{-2} \dots 10^2 \text{ м}^2/с \text{ - для реальных пластов.}$$

где $\beta_{жс}$ и β_c - соответственно коэффициент сжимаемости жидкости и пласта;

β^* - коэффициент упругости пласта; Па⁻¹ или см²/кгс;

m – эффективная пористость, доли единицы.

6) **гидродинамическое совершенство скважины** характеризуется:

а) приведенным радиусом скважины

Приведенный радиус скважины – это радиус такой воображаемой скважины, которая в аналогичных условиях дает такой же дебит, что реальная скважина.

$$r_{пр} = r_c \cdot e^{-c}, \text{ где } c = c_1 + c_2 \quad (3.10)$$

б) коэффициентом совершенства

$$\alpha = \frac{\lg \sigma_{cp} / r_c}{\lg \sigma_{cp} / r_{np}} \quad (3.11)$$

4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В настоящее время разработаны и в разной степени внедрены промышленностью следующие **гидродинамические** методы исследования скважин и пластов.

- ❖ Исследование скважин при установившихся* режимах работы (исследование на приток); заключается в последовательном изменении режима эксплуатации скважины и измерении на каждом установившемся режиме Q и соответствующего ему P_c.

Используют:

- 1) при исследовании добывающих и нагнетательных скважин;
- 2) при фильтрации в пласте однофазной жидкости или газа, а также водонефтяной и нефтегазовой смесей.

Цель: определить K (K') скважины, ε, k.

- ❖ Исследование скважин при неуставившихся режимах или со снятием кривых изменения давления на забое (после закрытия скважин на устье, смены режимов их работы или после изменения статического уровня в скважине); заключается в прослеживании изменения забойного давления после остановки или пуска скважины в эксплуатацию или при изменении режима ее работы, в условиях проявления в пласте упругого режима.

Используют:

- 1) при исследовании добывающих и нагнетательных скважин;
- 2) при фильтрации в пласте однофазной жидкости или газа, а также водонефтяной смеси.

Цель: определить ε, k, χ, α, и K.

- ❖ Исследование скважин на взаимодействие (одна или несколько скважин являются возмущающими, а другие — реагирующими), этот способ иногда называется **методом гидропрослушивания** (предназначен для установления

гидродинамической связи между исследуемыми скважинами); заключается в наблюдении за изменением давления в одной из них (пьезометрической или простаивающей) при создании возмущения в другой (добывающей или нагнетательной).

Используют:

при фильтрации в пласте однофазной жидкости или водонефтяной смеси.

Цели: определить ε и χ пласта в районе исследуемых скважин.

- ❖ **Определение профиля притока (расхода)** и параметров по разрезу пласта;
- ❖ **Контроль за текущей нефтенасыщенностью пласта** при вытеснении нефти водой.

*Понятие «**установившиеся режимы**» предусматривает неизменность показателей работы скважин в течение нескольких суток.

5. ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ РАБОТЫ

5.1 Теоретические основы проведения и интерпретации результатов исследования скважин на установившихся режимах эксплуатации

Метод начали использовать с 1930 года.

Цель исследования – определение режима фильтрации нефти (газа) в ПЗП, определение гидропроводности, продуктивности, проницаемости ПЗП.

Задачи исследований: исследовать скважину на установившихся режимах – это найти зависимость между:

- дебитом скважины и забойным давлением $Q=f(P_{\text{заб}})$,
- дебитом скважины и депрессией на пласт $Q=f(P_{\text{пл}}-P_{\text{заб}})$.

Графическое изображение этих зависимостей называется **индикаторными линиями**.

Особенности исследований – дебит скважины (фильтрация жидкости в пласте) определяется перепадом давления (депрессией на пласт), который имеет место между давлением на контуре питания ($P_{\text{пл}}$) и на забое скважины ($P_{\text{заб}}$). Распределение давления по пласту от скважины к контуру питания имеет вид логарифмической зависимости (Рис 5.1). Вращение этой линии вокруг оси скважины образует ***воронку депрессии***.

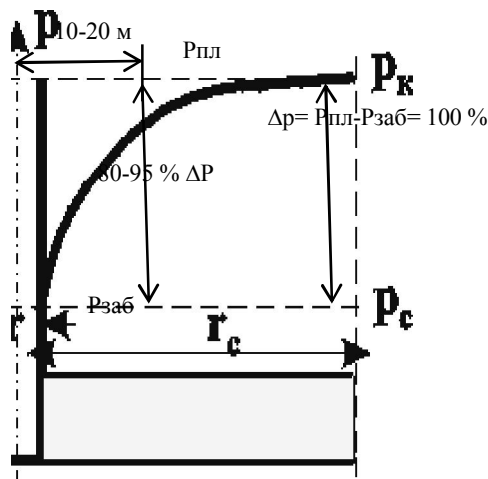


Рисунок 5.1. График распределения давления по пласту от скважины к контуру питания

Из (рис.5.1.) видно, что основной перепад давления (80%-95%) тратится на преодоление сил трения на расстоянии до 10-20 м от скважины.

Таким образом, проводя исследования на установившихся режимах, определяют **параметры пласта в призабойной зоне скважины (ПЗС)**.

Данный вид исследования скважин основан на трех допущениях:

1 допущение – метод основан на допущении, что скважину можно окружить коаксильной цилиндрической поверхностью некоторого радиуса R_k , на котором в период исследований сохраняется постоянное давление $P_{пл}$. Для нефтяного пласта за контур питания скважины обычно принимаем окружность со средним радиусом, равным половине расстояния до соседних скважин.

2 допущение – возмущения, произведенные, в скважине не передаются за пределы этой зоны.

3 допущение – режим эксплуатации скважины считается установившимся, если дебит и забойное давление с течением времени практически не изменяются.

Время перехода с одного режима на другой режим называется **периодом стабилизации**.

Период стабилизации может определяться: минутами, часами, сутками и зависит от многих факторов. Период стабилизации рекомендуют определять по формуле:

$$T_{стаб} = (0,12 - 0,15) \frac{R_k^2}{\chi}, \quad (5.1)$$

где R_k – радиус контура питания;
 χ – пьезопроводность пласта, $см^2/с$.

При прочих равных условиях $T_{\text{стаб}}$ меньше при фильтрации в пласте однофазной жидкости и больше при фильтрации газированной жидкости.

Таким образом, для одиночной скважины с круговым контуром питания для радиального притока жидкости к скважине справедлива формула Дюпийи:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (5.2)$$

где Q – дебит скважины, $\text{см}^3/\text{с}$;

k – проницаемость продуктивного пласта, мкм^2 ;

$P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$ – пластовое и забойное давление, $\text{кгс}/\text{см}^2$;

h – толщина пласта, см ;

μ – вязкость жидкости, $\text{мПа}\cdot\text{с}$;

R_k – радиус контура питания, м ;

r_c – радиус скважины, м .

Теоретической основой проведения данного вида исследования скважин является уравнение притока:

$$Q = K(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (5.3)$$

где K – коэффициент продуктивности

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{Q}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})} \quad (5.4)$$

5.2 Последовательность проведения исследований

1. Устанавливают несколько режимов работы скважины (обычно не менее 4 режимов – для построения индикаторной диаграммы и качественной интерпретации графика).

Как правило, это достигается принудительным изменением дебита скважины и для каждого дебита определяют $P_{\text{заб}}$ (ΔP).

Для газовых скважин– это установление штуцеров различного диаметра на устье скважины.

Для нефтяных скважин:

а) установление штуцеров на устье скважины в выкидной линии при фонтанном и артезианском способе эксплуатации.

б) изменение режима работы погружных насосов при механизированном способе эксплуатации.

Изменение режима эксплуатации **ШСНУ** можно достигнуть:

- изменением длины хода полированного штока (l);
- изменением числа качаний балансира (n);

- одновременным изменением длины хода штока и числа качаний.

Если этими способами не удастся изменить дебит (что возможно в случаях, когда при всех комбинациях l и n теоретическая подача насоса превышает приток жидкости из пласта) прибегают к изменению глубины подвески насоса. В этих случаях на всех режимах $H_{\text{дин}}$ жидкости, как правило, остается на приеме насоса и $P_{\text{заб}}$ определяется по гидростатической формуле:

$$P_{\text{заб}} = \rho \cdot g \cdot (H - H_{\text{дин}}) \quad (5.5)$$

На скважинах, *оборудованных ЭЦН* изменение режима эксплуатации производится чаще всего уменьшением или увеличением устьевого противодавления путем смены штуцера или прикрытием задвижки на выходе.

На большинстве месторождений (объектов), разрабатываемых при $P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$, скважины эксплуатируются на каждом режиме 1...5 суток. Дебит и давление измеряют в конце периода установления. После этого скважину переводят на новый режим.

Режим эксплуатации *нагнетательных скважин* изменяют с помощью регулирующих устройств на насосной станции, а забойное давление определяют по манометру, установленному на устье.

2. Замеряют необходимые значения параметров.

При исследовании замеряют:

- а) дебит нефти (газа);
- б) пластовое давление;
- в) забойное давление;
- г) количество выносимого песка;
- д) количество выносимой воды;
- е) газовый фактор продукции скважины.

В зависимости от конкретных условий программа измерений может быть сокращена. Так, если при всех режимах эксплуатации $P_{\text{заб}i} > P_{\text{нас}}$, то газовый фактор можно определить только на одном режиме цикла или воспользоваться данными предшествующих исследований. В тех случаях, когда имеется полная уверенность, что индикаторная диаграмма по скважине должна быть прямолинейной (однородный пласт, однофазная фильтрация, ламинарный режим фильтрации), достаточно ограничиться изменением дебита, обводненности, $P_{\text{заб}}$ и $\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$ только на одном режиме.

Дебит нефти на устье скважины измеряют объемным методом $Q = V/t$ путем подачи нефти в специальные измерительные емкости или на «Спутники». Нефть подается только в закрытые сборные пункты.

На стадиях разведки и освоения нефтегазовых месторождений дебит жидкости каждой скважины часто определяют с помощью *мерников* – открытых емкостей – вертикальные или горизонтальные сосуды (цистерны, прямоугольные сосуды). Продукция скважины направляется в мерник на

определенный промежуток времени, который зависит от его вместимости и производительности (дебита) скважины.

Объемный дебит определяют по формуле:

$$Q = \frac{F(h_2 - h_1)}{t}; \quad (5.6)$$

где F-средняя по высоте мерника площадь;

h_2-h_1 - высота взлива (определяется мерной лентой, метр-штоком, поплавковым устройством и др.);

t- время измерения, час.

Для каждой емкости составляются калибровочные таблицы или графики ($V=f(h)$). Дебит обводненных скважин определяется по известной обводненности продукции скважин (n_b), которую определяют на основании лабораторных исследований проб жидкости, отбираемых в бутылки из пробных кранов на выкидных линиях скважин.

Тогда дебиты:

$$Q_n = \frac{Q_{жс} (100 - n_a)}{100}, \quad Q = \frac{Q_{жс} \cdot n_a}{100}, \quad m^3 / ч \text{ или } m^3 / сут \quad (5.7)$$

Для определения Q в т/сут объемные дебиты умножаем на плотность нефти и воды.

Дебиты скважин на обустроенных месторождениях определяют на ГЗУ в соответствии с инструкцией по их эксплуатации.

Пластовое давление – определяют как средневзвешенное по всему пласту путем замера давления в пьезометрических, простаивающих и других скважинах.

Забойное давление в нефтяных скважинах можно определить двумя путями:

- прямым – с использованием регистрирующих дистанционных манометров (более точный);
- расчетным – гораздо сложнее, т.к. сложный характер течения жидкости в НКТ, изменяется плотность жидкости по стволу скважины при ее разгазировании, осуществляется движение двухфазной смеси (жидкость+газ) в НКТ и т.д. Значения $P_{заб}$ получаются менее точными:

В артезианских и фонтанных скважинах с количеством свободного газа ≈ 0 :

$$P_{заб} = P_y + g\rho_{ж}H$$

В фонтанных скважинах, если известны зависимость изменения плотности жидкости по стволу скважины и в зависимости от давления

$$\rho_{ж} = f(H) = f(P)$$

$$P_{заб} = P_y + gH\rho_{ж}(H) \text{ – графоаналитический метод}$$

В нефтяных скважинах с механизированными способами добычи

$$P_{\text{заб}} = (H - H_{\text{дин}}) \rho_{\text{ж}}(H)$$

где $H_{\text{дин}}$ – динамический уровень жидкости в скважине.

3. По результатам исследований заполняют таблицу

Таблица 5.1

Результаты исследования скважины

Режим	$P_{\text{пл}}$	$P_{\text{заб}i}$	$\Delta P_i = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$	Q_i	$K_i = \frac{Q_i}{\Delta P_i}$
1	$P_{\text{пл}}$	$P_{\text{заб}1}$	ΔP_1	Q_1	K_1
2	$P_{\text{пл}}$	$P_{\text{заб}2}$	ΔP_2	Q_2	K_2
3	$P_{\text{пл}}$	$P_{\text{заб}3}$	ΔP_3	Q_3	K_3
4	$P_{\text{пл}}$	$P_{\text{заб}4}$	ΔP_4	Q_4	K_4

4. Строят индикаторные диаграммы и проводят интерпретацию результатов исследований.

По результатам исследований строят графики зависимости дебита скважины от забойного давления $P_{\text{заб}}$ или от депрессии ($P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$), называемые **индикаторными диаграммами (ИД).**

Индикаторные диаграммы (ИД) добывающих скважин располагаются **ниже** оси абсцисс, а водонагнетательных - **выше** этой оси.

Обе индикаторные диаграммы ($Q = f(P_{\text{заб}})$ и $Q = f(\Delta P)$) строят в тех случаях, когда скважины эксплуатируются при сравнительно больших депрессиях (более 0,5...1,0 МПа). Ошибки измерений при этом обычно не приводят к большому разбросу точек при построении ИД в координатах $Q = f(P_{\text{заб}})$ (тем более для $Q = f(\Delta P)$).

При малых депрессиях (порядка 0,2...0,3 МПа) разброс точек может быть настолько большим, что индикаторную диаграмму в координатах $Q = f(P_{\text{заб}})$ построить не удастся. В этих случаях на каждом режиме следует измерять и $P_{\text{заб}}$ и $P_{\text{пл}}$, а индикаторную диаграмму строить в координатах $Q = f(\Delta P)$. Депрессия, определяемая на каждом режиме, имеет меньшую относительную ошибку, чем $P_{\text{заб}}$, т.к. при измерениях за один спуск прибора абсолютные ошибки $P_{\text{пл}}$ и $P_{\text{заб}}$ примерно одинаковы и поэтому на разность $\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$ почти не влияют. Либо используют не глубинные манометры, а глубинные дифференциальные манометры.

Если процесс фильтрации жидкости в пласте подчиняется линейному закону, т. е. индикаторная линия имеет вид прямой, зависимость дебита

гидродинамически совершенной скважины от депрессии на забое описывается формулой Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (5.8)$$

где Q — объемный дебит скважины в пластовых условиях;

$P_{пл}$ — среднее давление на круговом контуре радиуса R_k .

Считается, что давление на забое через некоторое время после остановки скважины становится примерно равным среднему пластовому давлению, установившемуся на круговом контуре с радиусом, равным половине среднего расстояния между исследуемой скважиной и соседними, ее окружающими.

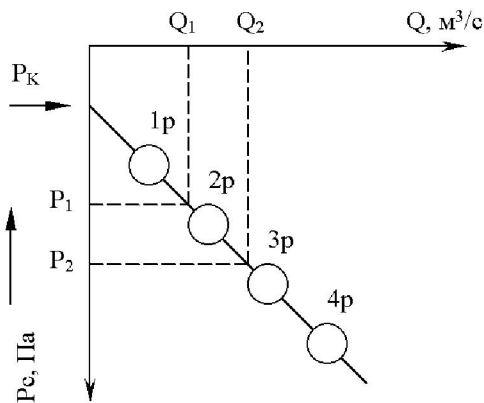


Рисунок 5.2. Индикаторная диаграмма $Q=f(P_{заб})$

Индикаторная диаграмма $Q=f(P_{заб})$ предназначена для оценки величины пластового давления, которое можно определить путем продолжения индикаторной линии до пересечения с осью ординат (рис. 5.2). Это соответствует нулевому дебиту, т. е. скважина не работает и $P_{заб} \rightarrow P_{пл} = P_k$.

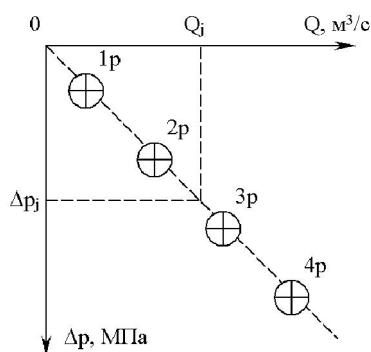


Рисунок 5.3 Индикаторная диаграмма $Q = f(\Delta P)$

Индикаторная диаграмма $Q=f(\Delta P)$ строится для определения **коэффициента продуктивности скважин K** .

$$K = \frac{Q_1 - Q_2}{\Delta P_1 - \Delta P_2} \quad (5.9)$$

В пределах справедливости линейного закона фильтрации жидкости, т. е. при линейной зависимости $Q=f(\Delta P)$, коэффициент продуктивности является величиной постоянной и численно равен тангенсу

угла наклона индикаторной линии к оси дебитов (оси абсцисс). По коэффициенту продуктивности скважин, определенному методом установившихся отборов, можно вычислить также другие параметры пласта.

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (5.10)$$

Отсюда коэффициент гидропроводности:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{K \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi} \quad (5.11)$$

И проницаемость пласта в призабойной зоне

$$k = \frac{K \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2 \cdot \pi \cdot h} \quad (5.12)$$

Приведенные выше формулы справедливы для случая исследования *гидродинамически совершенной скважины* (вскрывшей пласт на всю его толщину и имеющей открытый забой) и измеряемые величины (дебит, динамическая вязкость и др.) приведены к пластовым условиям.

В случае измерения дебитов *гидродинамически несовершенной скважины* в поверхностных условиях необходимо это учесть следующим образом.

По коэффициенту продуктивности определяются гидропроводность и проницаемость пласта в зоне, примыкающей к скважине:

$$\frac{kh}{\mu_n} = \frac{\eta \omega_n}{2\pi \rho_n^{\text{дег}}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c \right); \quad (5.13)$$

$$k = \frac{\eta \mu_n \omega_n}{2\pi h \rho_n^{\text{дег}}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c \right). \quad (5.14)$$

где $\omega_n, \rho_n^{\text{дег}}$ - объемный коэффициент и плотность дегазированной нефти;

R_k - радиус контура питания;

r_c - радиус скважины по долоту;

h - эффективная толщина вскрытого скважиной пласта;

c - дополнительное фильтрационное сопротивление притоку жидкости к скважине, вызванное ее несовершенством (по степени или по характеру вскрытия).

Для смешанного несовершенства величина c , выражается суммой $c=c_1+c_2$, каждая из составляющих которой может быть определена по кривым В. И. Щурова (рис. 5.4), исходя из степени вскрытия пласта $\left(\bar{h} = \frac{b}{h} \right)$,

плотности перфорации и диаметра скважины (nD), диаметра отверстий в колонне ($\alpha = \frac{d_0}{D}$) и глубины каналов в пласте при перфорации ($l = \frac{l_k}{D}$).

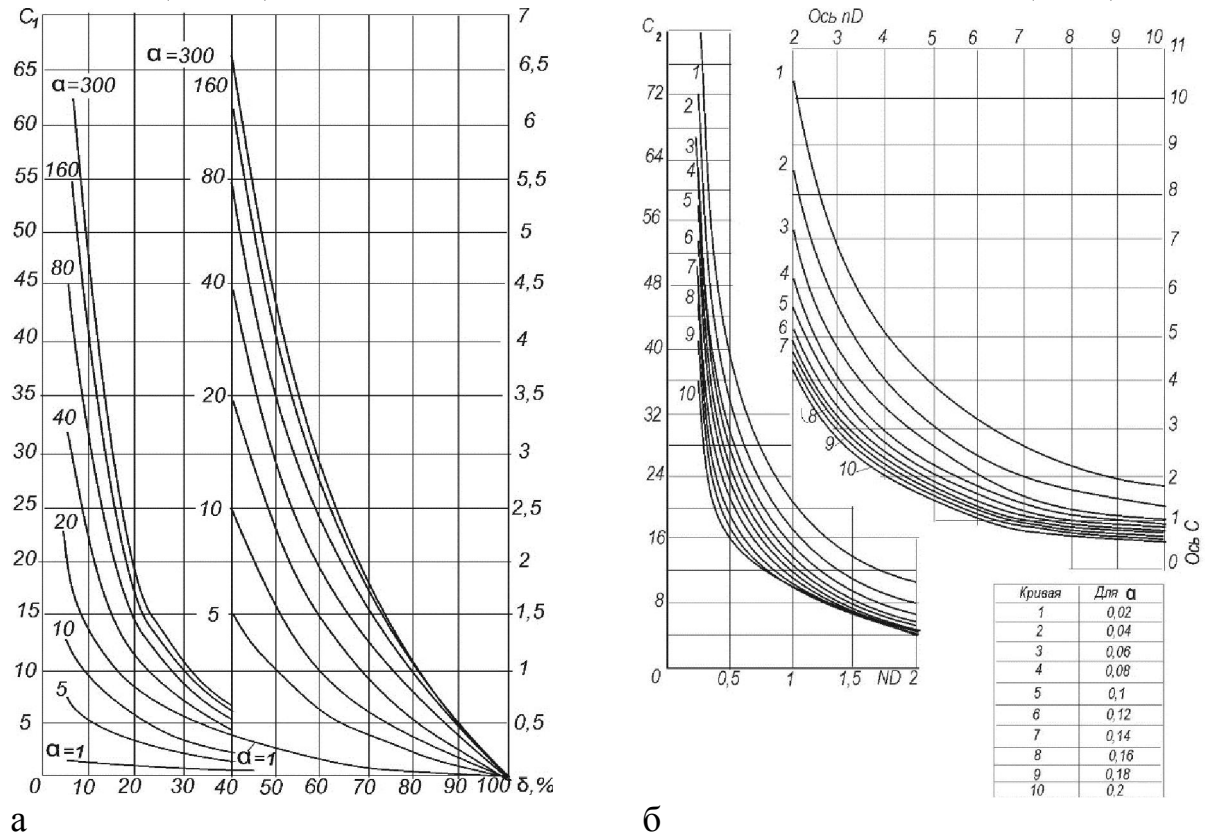


Рисунок 5.4. Кривые В. И. Щурова:

- а) определение поправки C_1 на несовершенство скважины по степени вскрытия;
- б) определение поправки C_2 на несовершенство скважины по характеру вскрытия

Реальные индикаторные диаграммы не всегда получаются прямолинейными (рис 5.5). Искривление индикаторной диаграммы характеризует характер фильтрации жидкости в призабойной зоне пласта.

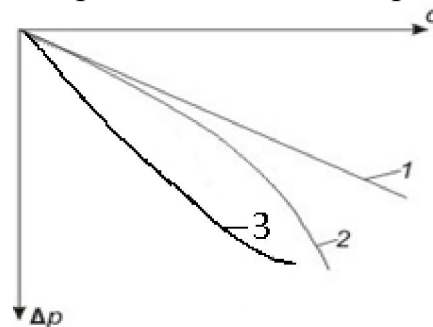


Рисунок 5.5. Индикаторные кривые при фильтрации по пласту однофазной жидкости:

- 1 – установившаяся фильтрация по линейному закону Дарси;
- 2- неустановившаяся фильтрация или фильтрация с нарушением

линейного закона Дарси при больших Q ;

3 - нелинейный закон фильтрации.

Искривление индикаторной линии в сторону оси ΔP (рис. 5.5, кривая 2) означает увеличение фильтрационных сопротивлений по сравнению со случаем фильтрации по закону Дарси. Это объясняется тремя причинами:

1. превышение скорости фильтрации в ПЗП критических скоростей при которых линейный закон Дарси нарушается ($V > V_{кр}$);
2. образованием вокруг скважины области двухфазной (нефть+газ) фильтрации при $P_{заб} < P_{нас}$. Чем меньше $P_{заб}$, тем больше радиус этой области;
3. изменения проницаемости и раскрытости микротрещин в породе при изменении внутрипластового давления вследствие изменения $P_{заб}$.

Искривление ИД в сторону оси Q (рис. 5.5, кривая 3) объясняется двумя причинами:

- 1) некачественные измерения при проведении исследований;
- 2) неодновременным вступлением в работу отдельных прослоев или пропластков.

Продуктивные пласты, как правило, неоднородны (рис. 5.6).

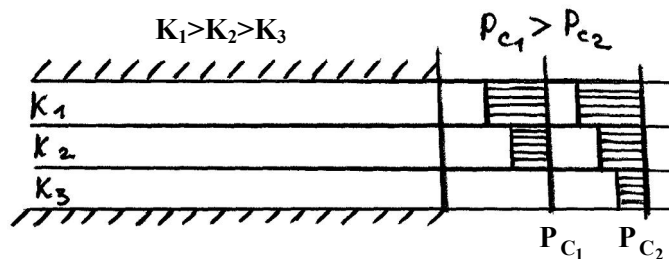


Рисунок 5.6. Глубинные дебитограммы неоднородных продуктивных пластов

Площадь заштрихованного прямоугольника прямо пропорциональна дебиту каждого пропластка. С уменьшением $P_{заб}$ (т.е. с ростом $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$) растет работающая толщина пласта ($h_{эф}$), откуда по формуле Дюпюи растет Q (рис 5.7, кривая 3).

Ошибка в определении пластового давления может привести к искривлению начального участка индикаторной диаграммы, построенной в координатах $Q=f(\Delta P)$.

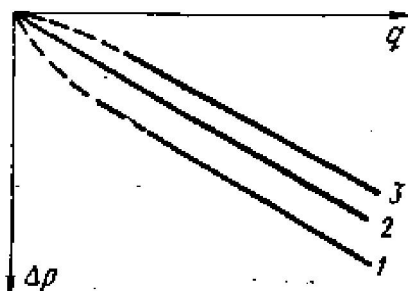


Рисунок 5.7. Индикаторная диаграмма:
2 - замеренное пластовое

Если замеренное пластовое давление окажется выше фактического, то построенная индикаторная диаграмма (рис. 5.7, кривая 1) будет располагаться ниже фактической. При этом фактические точки будут располагаться параллельно, но выше построенных, по замеренным значениям. Экстраполяция в начало координат создает видимость искривления индикаторной кривой к оси депрессии.

Если замеренное пластовое давление

давление соответствует фактическому; $1, 3$ - замеренное пластовое давление соответственно завышено и занижено против фактического. окажется ниже фактического, то индикаторная диаграмма в своем начальном участке при экстраполяции его в начало координат может стать выпуклой к оси дебитов (рис. 5.7, кривая 3). Это может привести исследователя к выводу, что вся кривая имеет выпуклый к оси дебитов вид.

Для случая искривления индикаторной линии в сторону оси депрессий (рис. 5.8, а) **при нарушении линейного закона фильтрации** скорость фильтрации вблизи перфорационных отверстий становится настолько большой, что числа Рейнольдса превышают критические. Уравнение индикаторной линии записывают в виде:

$$P_{пл} - P_{заб} = a \cdot Q + b \cdot Q^2, \quad (5.15)$$

а саму индикаторную линию для ее спрямления изображают в координатах

$$\frac{\Delta P}{Q} = f(Q) \quad \frac{\Delta P}{Q} = a + b \cdot Q \quad (5.16)$$

где a и b – постоянные численные коэффициенты.

Рассмотрим индикаторную прямую в координатах $\Delta p/Q = f(Q)$ отсекающую на оси ординат отрезок, равный a , с тангенсом угла наклона к оси Q , равным b (рис. 5.8, б). В этом случае коэффициент продуктивности K является величиной переменной, зависящей от дебита скважины.

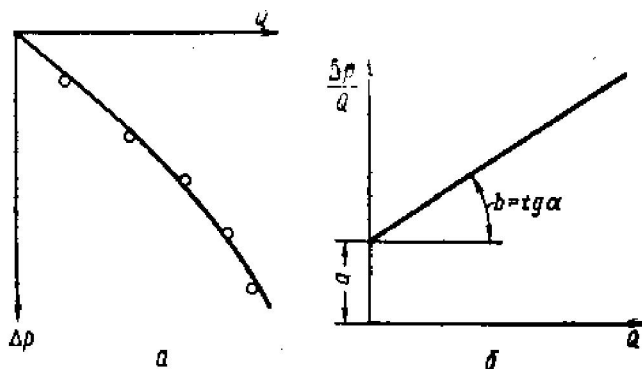


Рис. 5.8 Индикаторная диаграмма при нелинейном законе фильтрации:
 а) - ИД в координатах $\Delta p - Q$;
 б) - ИД в координатах $\Delta p / Q - Q$.

Отрезок a , отсекаемый на оси ординат может быть выражен как

$$a = \frac{\mu_n}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{c_{np}}}, \quad (5.17)$$

где $r_{c_{np}} = r_c \cdot e^{-(c_1+c_2)}$, (c_1 и c_2 – фильтрационные сопротивления, из-за несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия).

По отрезку a , отсекаемому на оси $\Delta p/Q$, находятся гидропроводность и проницаемость пласта

$$\frac{kh}{\mu_n} = \frac{\left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c \right) \omega_n}{2\pi\alpha\rho_n^{0e2}}; \quad (5.18)$$

$$k = \frac{\mu_n \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c \right) \omega_n}{2\pi\alpha h \rho_n^{0e2}} \quad (5.19)$$

Коэффициент b зависит от конструкции забоя скважины.

Для совершенной скважины:

$$b = \frac{120}{m} \cdot \left(\frac{d_{эф}}{\sqrt{k}} \right)^2 \cdot \frac{r_c}{\sqrt{k}} \cdot \frac{\gamma}{f^2}, \quad (5.20)$$

где $d_{эф}$ - эффективный диаметр песчинок;
 k - коэффициент проницаемости, мкм²;
 γ - удельный вес, г/см³;
 f - площадь вскрытия забоя.

Для несовершенной скважины (по характеру вскрытия)

$$b = \frac{40\varepsilon}{m} \left(\frac{d_{эф}}{\sqrt{k}} \right)^2 \frac{D}{\sqrt{k}} \cdot \frac{\gamma}{f^2}, \quad (5.21)$$

где f - суммарная площадь перфорационных отверстий;
 D - диаметр перфорационных отверстий
 ε - коэффициент, зависящий от проникновения пуль в породу $0,15 < \varepsilon < 0,4$ (по Щурову: $0,4$ – без учета углубления пуль в породу; $0,15$ – с учетом углубления пуль в породу).

Если исследуются **скважины, которые вскрыли трещиноватый коллектор**, т.е. искривление индикаторной диаграммы, построенной в координатах $Q \rightarrow \Delta P$, определяется деформацией пласта или одновременно и деформацией, и нарушением линейного закона фильтрации, то обрабатывать данные таких исследований следует по формулам, учитывающим и деформацию, и нарушение линейного закона фильтрации за счет инерционных сил.

При фильтрации в пласте газонефтяной смеси коэффициент продуктивности в принципе величина переменная и зависит от депрессии. Если обработку индикаторной диаграммы проводить также, как и для фильтрации однофазной жидкости, то в итоге можно определить фазовые гидропроводность и проницаемость для нефти при разных забойных давлениях.

Однако часто необходимо знать физическую проницаемость

коллектора и соответствующую ей гидропроводность пласта. Для этой цели используют методику обработки результатов исследований, основанную на применении вспомогательной функции С.А.Христиановича (P), имеющей размерность давления и учитывающей изменения фазовой проницаемости для жидкости, вязкости нефти и объемного коэффициента при выделении из нее растворенного газа в пласте.

Для скважин, эксплуатирующихся при фильтрации по пласту газированной нефти ($p_{заб} < p_{нас}$), индикаторная кривая должна строиться в координатах $Q_n \rightarrow \Delta P$, где $\Delta P = (P_k - P_c)$ - депрессия на забое скважины, выраженная в функциях, учитывающих двухфазную фильтрацию по пласту (жидкости и газа):

$$\Delta P = \int_{p_c}^{p_H} \frac{F_n(p)}{\mu_n(p)\omega_n(p)} dp, \quad (5.22)$$

где $F_n(p)$ - относительная проницаемость пласта для нефти при наличии свободного газа; $\mu_n(p)$, $\omega_n(p)$ - зависимости вязкости и объемного коэффициента пластовой нефти от давления.

Определяемый по прямолинейному участку коэффициент η' является аналогом коэффициента продуктивности скважины (при однофазном потоке) и связан с ним соотношением

$$\eta' = K\mu_n\omega_n(p_{нас}). \quad (5.23)$$

Величины ΔP рассчитываются для каждого установившегося режима работы скважины при $p_{заб} < p_{нас}$ по данным замеров в процессе исследования величин $p_{заб}$, $p_{пл}$, газового фактора Γ и материалов лабораторных исследований зависимостей свойств нефти от давления (μ_n , ω_n и растворимость газа в нефти S).

Если скважина эксплуатирует несколько пластов, вскрытых единым фильтром, то ее необходимо исследовать одновременно глубинным дебитомером (расходомером) и манометром.

На (рис. 5.9) в качестве примера приводится профиль притока жидкости в скважину по разрезу пласта, зафиксированный глубинным дебитомером на одном из режимов ее работы.

Снятие профилей притока на нескольких режимах работы скважины с одновременным замером забойного давления на каждом из них позволяет определить для каждого пласта (пропластка) величины коэффициента продуктивности (или приемистости - для нагнетательных скважин) и текущего пластового давления.

Если индикаторные кривые по скважинам и по пропласткам на исследуемом объекте получаются прямолинейными, то для указанных целей достаточно исследовать скважины на трех режимах работы. Если же можно ожидать нелинейности индикаторных кривых, то исследования следует проводить на пяти - семи режимах. Результаты исследования по пропласткам и для всего пласта в целом наносятся на общий график (рис. 5.10).

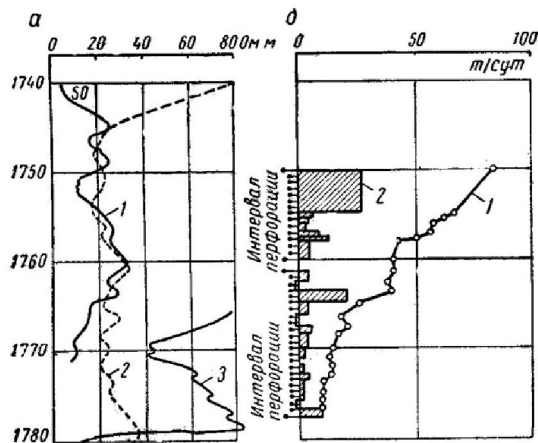


Рисунок 5.9 . Каротажная диаграмма (а) разреза пласта и профиль притока (б), снятый глубинным дебитомером на одном из режимов работы скважины.

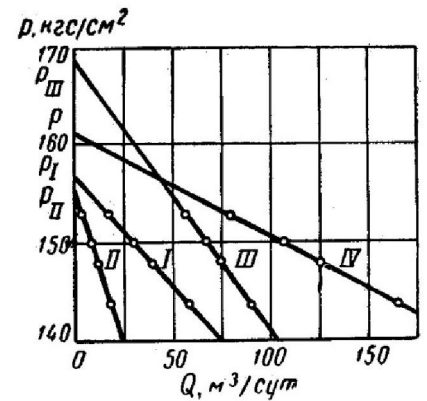


Рисунок 5.10. Индикаторные линии по скважине с тремя пропластками в разрезе пласта и общая индикаторная линия по скважине.

Коэффициенты продуктивности определяются для каждого j -того пропластка по формуле

$$K_j = \frac{Q_{i+1} - Q_i}{P_{заб_i} - P_{заб_{i+1}}} \quad (5.24)$$

где Q_i ; Q_{i+1} и $P_{заб_i}$; $P_{заб_{i+1}}$ - дебиты пропластков и соответствующие им забойные давления на двух режимах работы скважины.

Пластовые давления в каждом из пропластков определяются путем экстраполяции индикаторных линий до пересечения с осью забойных давлений (при $Q = 0$ $P_{заб} = P_{пл}$).

Величина общего коэффициента продуктивности по скважине должна быть равна сумме коэффициентов продуктивности всех действующих пропластков.

Параметры пласта по каждому из пропластков рассчитываются по формулам (5.13) и (5.14).

6. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН ПРИ НЕУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ РАБОТЫ (СО СНЯТИЕМ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЕ)

Определение параметров пласта и скважины при данном методе исследования скважин основано на использовании процессов перераспределения давления после остановки или пуска скважины.

Методом восстановления (падения) давления можно исследовать фонтанные, глубиннонасосные (со штанговыми насосами или ЭЦН), периодически эксплуатируемые, пьезометрические и нагнетательные скважины.

Изменение давления прослеживается непосредственно на забое той же скважины, на которой изменяется режим (дебит). Для учета притока нефти после закрытия скважины на устье необходимо прослеживать изменение давления на буфере и в затрубном пространстве.

С достаточной для практики точностью изменение давления на забое после мгновенной остановки скважин (или изменения дебита) при отсутствии свободного газа в призабойной зоне может быть выражено уравнением

$$\Delta p(t) = p(t) - p_c = \frac{\Delta q \mu}{4\pi k h} \ln \frac{2,25 \chi \cdot t}{r_{cnp}^2}, \quad (6.1)$$

где Δq — изменение дебита скважины в пластовых условиях;

$p(t)$ — текущее давление на забое скважины;

p_c — забойное давление до изменения режима работы скважины;

χ — коэффициент пьезопроводности пласта в районе исследуемой скважины;

r_{cnp} — приведенный радиус, учитывающий несовершенство скважины;

t — время с момента изменения режима эксплуатации скважины.

Уравнение (6.1) можно представить в следующем виде:

$$\Delta p(t) = \frac{2,3q\mu}{4\pi k h} \lg t + \frac{2,3q\mu}{4\pi k h} \lg \frac{2,25\chi}{r_{cnp}^2} = i \lg t + B. \quad (6.2)$$

Следовательно, в полулогарифмических координатах кривая восстановления давления является прямой линией с углом наклона φ коси $\lg t$ (рис. 6.1) и с отсекаемым прямой на оси Δp отрезком B

$$\frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1} = i = \frac{2,3q\mu}{4\pi k h}; \quad (6.3)$$

$$B = i \lg \frac{2,25\chi}{r_{cnp}^2}. \quad (6.4)$$

6.1 Обработка результатов исследования скважин со снятием кривой восстановления давления без учета притока жидкости к забою после ее остановки

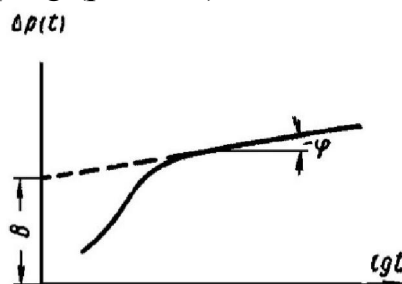
При достаточном времени исследования скважины в большинстве случаев обработка кривой восстановления давления без учета притока жидкости дает надежные результаты. Одновременно методика обработки данных исследования является наиболее простой.

Проведение данного вида исследований и обработка результатов исследований – КВД при мгновенном прекращении притока в скважину заключается в следующем.

1. В скважину спускают глубинный или дифференциальный манометр.
2. Резко останавливают или пускают скважину в работу.
3. Измеряют с помощью глубинного дифференциального манометра значения $P_{заб}$ во времени $t P_{заб_i} = f(t_i)$
4. Определяют $(P_{заб_i} - P_{заб_0}) = f(t) = \Delta p_i(t)$
5. Результаты полученных значений заносят в таблицу:

Номера точек	Время t, с	Δp , МПа	lg t
1	t_1	Δp_1	lg t_1
2	t_2	Δp_2	lg t_2
3	t_3	Δp_3	lg t_3
i	t_i	Δp_i	lg t_i
20	t_{20}	Δp_{20}	lg t_{20}

6. Кривая восстановления давления после остановки скважины строится в координатах Δp , lgt(рис. 6.1).



Рисунокб. 1. Кривая восстановления давления на забое скважины в полулогарифмических координатах.

На прямолинейном ее участке выбираются две точки с координатами $\Delta p_1, \lg t_1$ и $\Delta p_2, \lg t_2$ и определяется угловой коэффициент прямой

$$i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1}. \quad (6.5)$$

Начало и конец выбранного прямолинейного участка на кривой $\Delta p, \lg t$ должны отвечать неравенствам

$$t_1 \geq \frac{R_k^2}{\chi} \cdot 10^{-3}; \quad (6.6)$$

$$t_2 \leq \frac{R_k^2}{\chi} (1 \div 2) \cdot 10^{-1}, \quad (6.7)$$

где R_k — радиус условного контура питания (в расчетах обычно принимается равным половине расстояния между скважинами).

Указанные пределы (6.6), (6.7) при выборе прямолинейного участка способствуют отсечению области существенного влияния на кривую восстановления притока жидкости в скважину после ее остановки (в начале кривой) и взаимодействия скважин (в конце кривой).

При существенной неоднородности пласта в выделенной области (ограниченной пределами) может быть несколько участков, каждый из которых будет характеризовать определенную зону пласта.

Измеряется отрезок B на оси Δp от нуля до точки пересечения этой оси с прямолинейным участком КВД.

7. Проводят обработку данных КВД

а) определяется угловой коэффициент прямой

$$i = \operatorname{tg} \varphi = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1} = \frac{2,3 \cdot q \cdot \mu}{4\pi kh} = \frac{2,3 \cdot q}{4\pi \varepsilon}, \quad (6.8)$$

- по угловому коэффициенту определяют гидропроводность пласта ε ;

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{2,3 \cdot q}{4\pi \cdot i}, \quad (6.9)$$

- определяют подвижность нефти в пласте $\frac{k}{\mu}$

$$\frac{k}{\mu} = \frac{2,3 \cdot q}{4\pi \cdot i \cdot h}, \quad (6.10)$$

- определяют коэффициент проницаемости пласта в области дренирования скважины

$$k = \frac{2,3 \cdot q \cdot \mu}{4\pi \cdot i \cdot h}, \quad (6.11)$$

б) Измеряется отрезок B на оси Δp от нуля до точки пересечения этой оси с прямолинейным участком КВД, величина которого равна:

$$B = \frac{2,3 \cdot q \cdot \mu}{4\pi kh} \lg \frac{2,25\chi}{r_c^2} = i \cdot \lg \frac{2,25\chi}{r_c^2}; \quad (6.12)$$

- определяют $\frac{\chi}{r_c^2}$;

$$\frac{\chi}{r_c^2} = \frac{e^{\frac{4B\pi kh}{q \cdot \mu}}}{2,25} = \frac{e^{B/i}}{2,25}; \quad (6.13)$$

- определяют пьезопроводность пласта χ :

1) Если скважина совершенная и r_c известен по долоту то,

$$\chi = \frac{r_c^2 \cdot e^{\frac{4B\pi kh}{q \cdot \mu}}}{2,25} = \frac{r_c^2 e^{B/i}}{2,25}; \quad (6.14)$$

2) Если скважина несовершенная, то χ определяют по формуле Щелкачева

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{жс} + \beta_c)}; \quad (6.15)$$

где $\beta_{жс}$ - коэффициент объёмный упругости пластовой жидкости;

β_c – коэффициент объёмный упругости пористой среды;

m – коэффициент пористости.

Параметры, входящие в формулу (6.15) могут быть определены в лабораторных условиях.

- по величине χ определяют приведенный радиус скважины, учитывающий гидродинамическое несовершенство

$$r_{cnp} = \sqrt{\frac{2,25\chi}{e^{\frac{4B\pi kh}{q \cdot \mu}}}} = \sqrt{\frac{2,25\chi}{e^{B/i}}}; \quad (6.16)$$

- дополнительно определяют коэффициент продуктивности скважины:

$$K = \frac{236 \cdot \varepsilon \cdot \gamma_n^{nog}}{\omega_n \lg \frac{\sigma_{cp}}{r_{np}}}; \frac{m}{сут \cdot МПа}; \quad (6.17)$$

где β_n - объёмный коэффициент нефти;

γ_n^{nog} - плотность нефти в поверхностных условиях.

Таким образом, проводя исследования на неустановившихся режимах, определяют параметры пласта в области дренирования.

1. Коэффициент гидрорводности пласта ε .
2. Коэффициент подвижности нефти в пласте k/μ .
3. Коэффициент проницаемости пласта k .
4. Коэффициент пьезопроводности пласта χ .

5. По форме КВД в координатах $\Delta p(t) - \ln t$ можно качественно определить особенности строения неоднородной по проницаемости залежи (ухудшение фильтрационных свойств пласта вдали от забоя скважины приводит к увеличению угла наклона кривой):

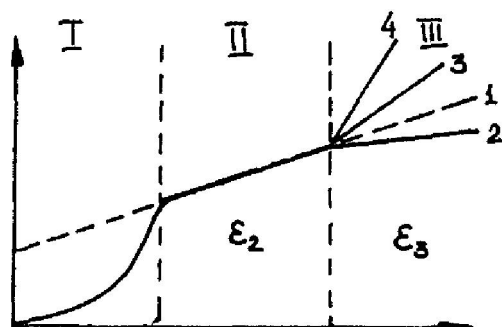


Рисунок 6.2. Фактическая КВД. Зона III

- линия 1- $\varepsilon_2 = \varepsilon_3$
- линия 2- $\varepsilon_2 < \varepsilon_3$
- линия 3- $\varepsilon_2 > \varepsilon_3$
- линия 4- $\varepsilon = 0$

Причины искривления реальной КВД:

В зоне I:

- влияние притока жидкости после остановки скважины;
- нарушение геометрии потока в ПЗП из-за несовершенства скважины;
- нарушение режима работы скважины перед ее остановкой;
- неизотермическое восстановление давления;
- наличие свободного газа в объеме скважины;
- ухудшенные в результате бурения и эксплуатации коллекторские свойства ПЗП по сравнению с удаленной.

В III зоне:

- неоднородность пласта по простиранию (уменьшение угла наклона – улучшение коллекторских свойств наиболее удаленной зоны по сравнению с удаленной – линия 2, увеличение угла наклона – ухудшение коллекторских свойств – линия 3);
- наличие вблизи скважины непроницаемых границ (тектонических экранов, зон выклинивания пласта) – линия 4.

II зона:

- средний участок - по теории прямолинейный. Длина участка ограничена, т.к. P_c стремится к $P_{пл}$, т.е. к горизонтальной асимптоте. Область применения этого приема интерпретации по II участку КВД ограничена условиями, при которых справедлива формула упругого режима: скважина - источник постоянной интенсивности; пласт - бесконечный и однородный; возможна мгновенная остановка притока флюида в скважину.

По КВД мы оцениваем kh/μ для удаленных зон пласта, а по индикаторным диаграммам - kh/μ для ПЗП.

Таким образом, интерпретация результатов исследований скважин на неустановившихся режимах фильтрации позволяет количественно оценить значения параметров, характеризующих пласт и скважину (гидропроводность, проницаемость и пьезопроводность пласта, приведенный радиус, коэффициенты совершенства и продуктивности скважины). Эти данные необходимы для:

1. Использования их в расчетах показателей разработки при составлении проектов разработки месторождений.
2. Сравнения их (характеризуют удаленную зону пласта) с аналогичными данными, полученными по результатам исследований на установившихся режимах эксплуатации (характеризуют ПЗП).
3. Определения параметров пласта во времени для оценки технологической эффективности мероприятий, связанных с применением методов увеличения нефтеотдачи пластов и для контроля за разработкой.

6.2 Обработка результатов исследования со снятием кривой восстановления давления и с учетом притока жидкости к забою после остановки скважины

В некоторых случаях при исследовании скважины не удается получить прямолинейный участок кривой восстановления давления в координатах $\Delta p, \lg t$. Чаще всего это объясняется существенным влиянием продолжающегося притока (или оттока) жидкости из пласта в скважину (или наоборот) после ее закрытия на устье. В указанных случаях необходимо обрабатывать данные исследования с учетом притока жидкости в скважину после ее остановки.

Для обработки кривых восстановления давления с учетом притока жидкости необходимо одновременно с фиксацией изменения давления на забое регистрировать изменение потока жидкости во времени либо измерять изменение давления на буфере и в затрубном пространстве во времени (для фонтанных и компрессорных скважин), а для насосных скважин определять изменение уровня жидкости в затрубном пространстве.

Имеется несколько методов обработки кривых восстановления давления в скважине с учетом притока жидкости с целью определения параметров пластов и скважин. На основании исследований (сопоставление

методов с помощью гипотетической кривой и по результатам исследований скважин высокоточными глубинными манометрами) большинство авторов рекомендуют применять при обработке кривых восстановления давления два метода.

При замедленном притоке жидкости предпочтительнее применять интегральный метод Э. Б. Чекалюка, а при высокой скорости затухания притока следует использовать дифференциальный метод Ю. П. Борисова. Интегральный метод также применяют и в тех случаях, когда кривые восстановления давления имеют разброс точек.

6.3. Метод гидропрослушивания

Пуск в эксплуатацию или остановка скважины при исследовании методом КВД влияет на работу соседних скважин (*интерференция скважин*). Степень этого влияния зависит от свойств пластовой системы и интенсивности импульса дебита.

Изучение свойств и строения пластов по результатам интерференции скважин называется **гидропрослушиванием**.

Метод гидропрослушивания скважин *предназначен* для установления гидродинамической связи между исследуемыми скважинами (рис. 6.3) Заключается в наблюдении за изменением давления в одной из них (реагирующей) при создании возмущения в другой (возмущающей).

Метод применяется на залежах, эксплуатирующихся при давлениях выше давления насыщения и используется при условии фильтрации однофазной жидкости или водонефтяной смеси.

Цель: определить осредненные значения *гидропроводности ϵ* и *пьезопроводности χ* в районе исследуемых скважин.

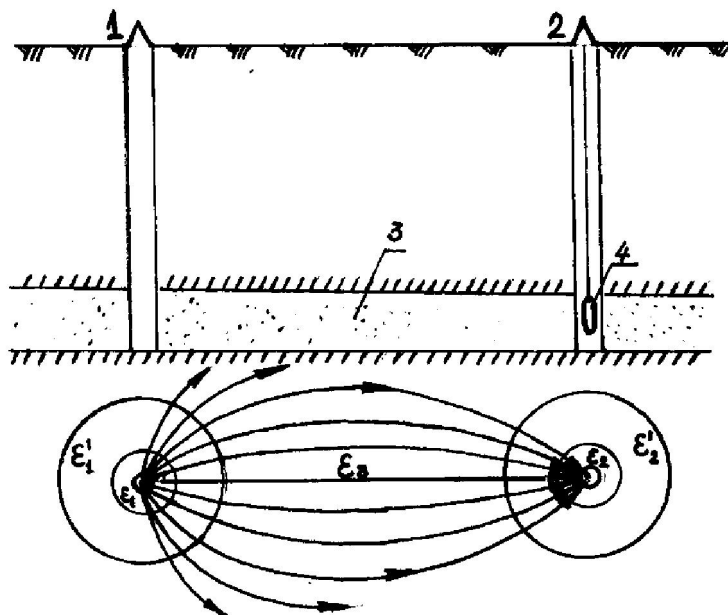


Рисунок 6.3 Схема проведения гидропрослушивания пластов:

1 – возмущающая скважина, 2 – реагирующая скважина, 3 – пласт, 4 – глубинный прибор (манометр или дифманометр)

ε_1 и ε_2 – коэффициенты гидропроводности призабойных зон пласта, ε_1' и ε_2' – коэффициенты гидропроводности удаленных зон пласта, ε_3 – коэффициент гидропроводности пласта на участке между возмущающей и реагирующей скважинами.

Возможны три варианта получаемых значений **коэффициента гидропроводности** на участке между исследуемыми скважинами по сравнению с призабойной и удаленной зонами пласта вокруг скважин:

- 1) $\varepsilon_3 \geq \varepsilon_2$ и ε_1 ;
- 2) $\varepsilon_3 < \varepsilon_2$ и ε_1 - имеется зона неоднородности;
- 3) $\varepsilon_3 = 0$ - имеется непроницаемая граница.

Разновидности метода гидропрослушивания:

1. Скачкообразное изменение дебита возмущающей скважины
2. Плавное изменение дебита возмущающей скважины
3. Периодическое изменение дебита возмущающей скважины.

Эти разновидности метода гидропрослушивания применяют для уточнения свойств пластовой системы для конкретной области пласта, для отдельных пропластков в любой точке пласта и т.д.

Способы обработки кривых реагирования:

1. Графоаналитические методы (способ касательной)
2. Методы характерных точек (по экстремуму кривой)
3. Методы эталонных кривых
4. Аналитические методы.

Кривые реагирования (гидропрослушивания) обычно строят в координатах $\Delta P-t$ (ΔP - изменение давления в реагирующей скважине по отношению к фоновой кривой). Если при исследовании используют **U-образные ртутные манометры**, то кривую строят в координатах $\Delta l-t$ (Рис. 7.8, Δl - мм. ртутного столба).

При обработке кривых гидропрослушивания (рис. 6.4) способом касательной коэффициент гидропроводности определяют по приращению давления в реагирующей скважине Δp_k , соответствующему времени t_k , когда темп изменения давления начал уменьшаться и кривая имеет видимый изгиб. Начало координат по оси абсцисс совпадает с моментом создания импульса в возмущающей скважине. Коэффициент пьезопроводности

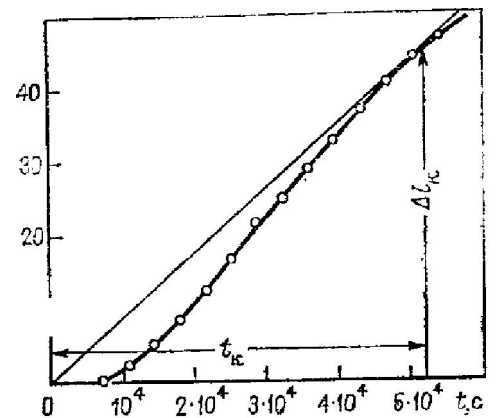


Рисунок 6.4. Кривая гидропрослушивания с точкой

пласта устанавливают также по времени t , от считываемому от момента создания импульса до начала перегиба кривой гидропрослушивания .

перегиба

$$\varepsilon = \frac{590Q}{\Delta P_k} = \frac{590Q}{\Delta l \cdot c} \quad (6.17.)$$

$$\chi = \frac{0,57R^2}{t_k} \quad (6.18)$$

где Q - дебит возмущающей скважины в пластовых условиях, м³/сут;
 R - расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами, м;
 ΔP_k – перепад давления соответствующий t_k , Па;
 c – масштабный коэффициент, для перевода Δl (мм.рт.ст) в ΔP (Па).

По методу касательной не всегда удастся обработать кривую гидропрослушивания, т.к. кривая может иметь такую форму, при которой касательной провести нельзя. Таким образом, обрабатываются результаты исследования для случая **единичного измерения** режима возмущающей скважины, т.е. этот метод справедлив для условий, когда режим в возмущающей скважине в момент $t=0$ изменится на величину Q и поддерживался неизменным.

Если **изменение дебита** возмущающей скважины создается путем его последовательного снижения (остановка скважины) и увеличения (пуск в работу через некоторое время), то на забое регулирующей скважины чувствительным дифманометром можно зарегистрировать кривую, имеющую максимум (рис.6.5.)

Коэффициент пьезопроводности в этом случае можно определить по формуле

$$\chi = \frac{R^2 \cdot t_1}{4t_{\max} \cdot t_2} \cdot \frac{1}{\ln \frac{\Delta Q_1 \cdot t_{\max}}{\Delta Q_0 \cdot t_2}}, \quad (6.19)$$

где t_1 - время между первым и вторым изменением дебита;

$$t_2 = t_{\max} - t_1$$

ΔQ_0 - значение дебита в пластовых условиях при первом изменении;

ΔQ_1 — значение дебита в пластовых условиях при втором изменении.

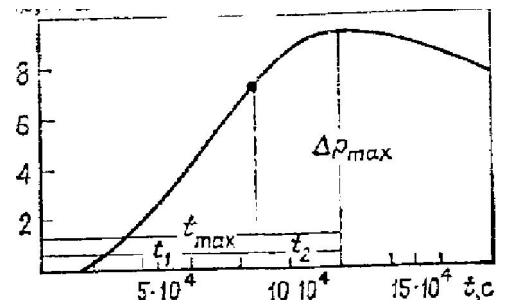


Рисунок 6.5. Кривая гидропрослушивания, имеющая максимум

При использовании **метода эталонных кривых** результаты исследований представляются в виде графика гидропрослушивания (рис.6.6). По оси ординат откладывается изменение забойного давления реагирующих скважин, а по оси абсцисс — время в часах. Время отсчитывается с момента изменения режима работы возмущающей скважины (точка В).

Изменение давления Δp_i в момент времени t_i , соответствующее вертикальному отрезку Δl_i , берется между фоном (AA_1) и фактической кривой в реагирующей скважине (BC).

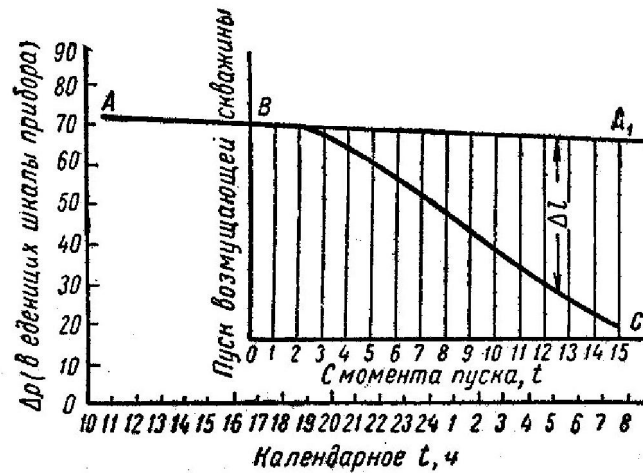


Рисунок 6.6. График гидропрослушивания (изменение забойного давления в наблюдательной скважине от изменения дебита в возмущающей).

Фактическая кривая изменения давления на забое реагирующей скважины строится в координатах $\lg \Delta p$, $\lg t$ таким образом, чтобы она разместилась на бланке. С этой целью выбираются соответствующие масштабы для оси времени и для оси давления.

На фактическую кривую накладывается эталонная, нанесенная на кальку (масштабы координатных осей у обеих кривых должны быть одинаковы), (рис. 6.7).

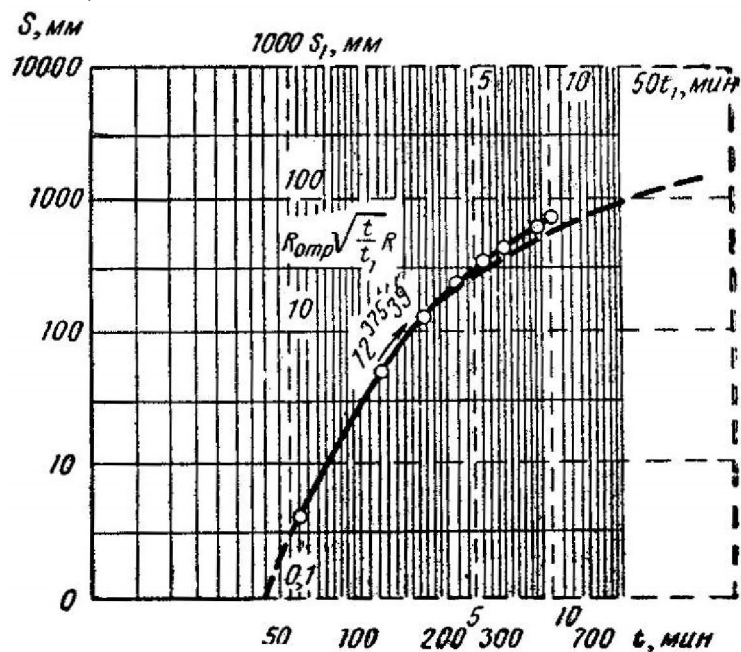


Рисунок 6.7. Эталонная кривая восстановления давления, применяемая при исследовании скважин методом гидропрослушивания.

При совмещении кривых следует соблюдать параллельность координатных осей обеих кривых. Фиксируются значения совпадающих точек кривых эталонной и фактической по давлению и по времени (соответственно Δp и t_1 — для эталонной кривой и Δp_ϕ и t_ϕ для фактической). Параметры пласта рассчитываются из соотношений:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{\Delta p_1}{\Delta p_\phi} \Delta Q; \quad (6.20)$$

$$\chi = \frac{t_1}{t_\phi} 10R^2, \quad (6.21)$$

где ΔQ — изменение дебита возмущающей скважины;

R — расстояние между двумя взаимодействующими скважинами.

7. ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Глубинные приборы (манометры, термометры, расходомеры-дебитометры и комплексы), применяемые в процессе ГДИС по способу получения измерительной информации, бывают автономные и дистанционные.

Автономные приборы позволяют получить результаты измерений или регистрации параметра (давления, расхода, температуры и др.) только после подъема их из скважины.

Дистанционные приборы передают показания на поверхность земли от датчика на забое по бронированному электрическому кабелю, соединяющему дистанционный глубинный прибор с вторичным прибором на поверхности. В этом их преимущество, так как возможны контроль и наблюдение за процессом исследования скважины и оперативного вмешательства в необходимых случаях.

Глубинные комплексы снабжаются несколькими датчиками для одновременного замера и регистрации давления, температуры, расхода флюида, влагосодержания и т.д. Их широко используют при изучении слоистых и многопластовых месторождений.

7.1. Манометры

При проектировании ГДИС одним из ключевых моментов является выбор подходящего датчика давления. Не существует одного единственного «лучшего» манометра. Различные типы датчиков имеют свои сильные и

слабые стороны. В этом разделе мы рассмотрим ряд вопросов, касающихся правильного выбора датчика; обсудим достоинства и недостатки датчиков, которые наиболее широко применяются при проведении гидродинамических исследований на скважинах.

К числу важнейших метрологических характеристик глубинных манометров, которые учитываются при выборе соответствующего прибора, относятся следующие.

1. Точность – способность корректно измерять давление, (оценивается отношением суммарной погрешности измерений к истинному значению измеряемой величины). В паспортных характеристиках манометра точность указывается как абсолютное значение ($\pm 0,01$ атм) или как относительная ошибка (процентное отношение от рабочего диапазона). Точность датчика может значительно варьироваться в зависимости от типа датчика. Необходима регулярная калибровка, чтобы удостовериться, что манометр работает в пределах заявленной в паспорте точности.

2. Разрешающая способность характеризует способность прибора реагировать на изменение давления, способность и возможность измерения прибором небольших приращений давления. Не следует путать эту характеристику с точностью датчика. При проведении ГДИС возможна ситуация, когда приращение давления между двумя последовательными замерами меньше, чем разрешающая способность датчика. В результате мы можем увидеть одну из следующих картин (если увеличить масштаб):

- ступенчатый сигнал;
- область рассеянных данных или зашумлённый сигнал (рис. 234).

3. Диапазон измеряемых давлений определяется верхним и нижним пределами измерений. Рабочий диапазон манометра определяется условиями, при которых могут устойчиво и надёжно работать преобразователь давления, источник энергии и записывающий механизм. Манометры проектируются для работы в определённом диапазоне давлений и температур. Результатом выхода из этого диапазона может быть некорректно замеренные данные, или выход из строя прибора. В этом случае нет никакой гарантии, что данные находятся в пределах заявленной производителем точности и разрешающей способности.

4. Дрейф нуля – изменения в показаниях манометра, не связанные с действительным изменением давления.

5. Время стабилизации – время, необходимое для определения нового значения измеряемого параметра после его ступенчатого изменения; определяет способность датчика отслеживать быстрые изменения давления со временем. В зависимости от типа датчика и величины изменения измеряемого параметра это время может варьироваться от нескольких секунд до нескольких часов.

6. Частота замеров данных. Поскольку при анализе данных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации используется логарифм времени $\ln t$, высокая частота опроса датчика требуется на начальной стадии испытаний.

Из-за ограничения ёмкости памяти некоторые манометры программируются таким образом, чтобы частота замеров снижалась по мере выполнения исследования.

Вследствие увеличения ёмкости памяти появилась возможность сделать и сохранить в памяти манометра больше замеров. Это несколько снизило потребность в программируемых датчиках. При достаточно большой ёмкости памяти можно поддерживать высокую частоту замеров на протяжении всего исследования.

7. Долговечность. Необходимо учитывать ожидаемые условия на забое скважины при выборе датчика. Различные типы датчиков имеют различный ресурс прочности.

8. Стоимость.

Основными элементами глубинных манометров являются:

- чувствительный элемент, который воспринимает изменение давления;
- часовой механизм;
- пишущий элемент.

По типу чувствительного элемента манометры можно разделить на две группы:

- механические;
- электрические.

Действие механического манометра основано на использовании деформации или изгибающего момента различных упругих элементов, воспринимающих измеряемое давление среды и преобразующих его в перемещение или усилие. То есть при воздействии давления на чувствительный элемент изменяется положение пера самописца, давление регистрируется на металлической фольге, обернутой вокруг цилиндра, вращаемого при помощи часового механизма. Преимущества деформационных приборов – простота устройства, надёжность, универсальность, портативность и большой диапазон измеряемых величин.

Чувствительным элементом механических манометров могут быть следующие типы преобразователей давления.

1. Трубка Бурдона (с многовитковой трубчатой пружиной);
2. Пружинно-поршневые (иногда с вращающимся поршнем).

Электрические манометры состоят из батарейного элемента питания, преобразователя давления, электрической цепи, передающей сигнал с преобразователя к элементу цифровой памяти. Действие приборов этой группы основано на прямом или косвенном преобразовании давления в электрический параметр, функционально связанный с давлением.

Чувствительным элементом электрических манометров могут быть следующие типы преобразователей давления.

1. Ёмкостные – с мембраной, при деформации которой изменяется ёмкостное сопротивление датчика.
2. Тензометрические – с тензорезисторами, показания которых изменяются под влиянием деформаций при изменении давления.
3. Пьезокварцевые – пьезокварцевая пластина, частота колебаний изменяется в зависимости от давления.

Основная деталь прибора с трубкой Бурдона– согнутая по дуге окружности трубка эллиптического или плоскоовального сечения. Одним концом трубка заделана в держатель штуцера, оканчивающийся ниппелем с резьбой для присоединения к полости, в которой измеряется давление. Внутри держателя есть канал, соединяющийся с внутренней полостью трубки. Если в трубку подать жидкость или газ под избыточным давлением, то кривизна трубки уменьшается, и она распрямляется; при создании разрежения внутри трубки кривизна её возрастает, и трубка скручивается. Так как один конец трубки закреплён, то при изменении кривизны трубки её свободный конец перемещается по траектории, близкой к прямой, и при этом воздействует на передаточный механизм, который поворачивает стрелку показывающего прибора.

В манометрах высокого давления применяют толстостенные из легированной стали трубчатые пружины круглого сечения с каналом, ось которого смещена относительно оси пружины в сторону центра кривизны последней. Благодаря эксцентричному каналу избыточное давление на заглушку свободного конца трубки создаёт момент, вызывающий уменьшение кривизны трубки и перемещение её свободного конца.

Перемещение свободного конца трубки под действием давления весьма невелико, поэтому для увеличения точности и наглядности показаний прибора вводят передаточный механизм, увеличивающий масштаб перемещений конца трубки. Обычно применяют зубчато-секторные передаточные механизмы.

Действие приборов с тензорезисторами основано на изменении электрического сопротивления проводника под действием внешнего избыточного давления. Прибор состоит:

- 1) из упругодеформируемого элемента (стальная трубка или стержень);
- 2) растягиваемой катушки из манганиновой (константановой) проволоки;
- 3) корпуса.

Электрическими проводниками принципиально могут служить любые металлы и сплавы, а также полупроводники. Однако для использования в манометрах сопротивления наиболее подходящим материалом является манганин, так как он обладает малым температурным коэффициентом электрического сопротивления. Недостаток манганина заключается в малой зависимости электрического сопротивления от давления.

В основном дублирующий прибор используется не столько в случае отказа основного манометра, сколько для подтверждения достоверности полученных данных. И в этом случае следует иметь в виду, что ограничения

по точности вторичного прибора могут сделать невозможным оценку достоверности данных, снятых с помощью прибора, имеющего более высокий класс точности.

Другой чувствительный элемент манометра электрического сопротивления – тензометрический преобразователь. Принцип его действия состоит в преобразовании усилия или пропорциональной ему деформации в изменение сопротивления проволоки, наклеенной на поверхность деформирующегося тела. Тензометр представляет собой тонкую проволоку (диаметром 0,01-0,05 мм), наклеенную на металлическую мембранную основу. В качестве материала для проволоки используют обычно сплавы медно-, хромо-, железоникелевые и др. К концам проволоки припаивают выводы. В таком виде датчик тензометра наклеивают на поверхность детали, подвергающуюся деформации.

Характеристика металлической мембраны, используемой в обычных тензодатчиках в качестве основания, такова, что при замерах давления наблюдается гистерезис, что сказывается на результатах замеров давления. В сапфировом тензодатчике металлическое основание заменено на кристалл сапфира, который реагирует на изменение давления быстрее и даёт более стабильные результаты, чем обычный тензодатчик.

Ещё одна разновидность датчиков давления – это ёмкостные (диафрагменные) манометры. В таких манометрах чувствительным элементом является диафрагма, входящая в состав ёмкостного потенциометра. Отклонение диафрагмы от вертикали под воздействием внешнего давления приводит к изменению ёмкостного сопротивления, которое в свою очередь можно преобразовать в единицы измерения давления. Отсутствие механизмов с люфтом и противодействующих сил даёт большую точность замеров давления по сравнению с механическими преобразователями.

Ёмкостные манометры могут измерять давление с достаточной точностью в пределах рабочего диапазона давлений. Так как отклонение диафрагмы очень мало, то показания датчика могут быть подвержены температурным колебаниям окружающей среды (дополнительная погрешность).

Электрод и диафрагма, представляющие собой конденсатор, должны иметь относительно большие размеры, чтобы получить допустимый уровень «сигнал/помеха». Эта разновидность манометров чувствительна к механической вибрации.

В состав манометра с пьезокварцевым преобразователем входят:

- 1) поршень;
- 2) тензодатчик (кристалл кварца, сегнетовой соли, титаната бария);
- 3) электроды;
- 4) вольтметр.

Пьезокварцевый преобразователь определяет величину давления по изменению частоты резонансных колебаний кристалла кварца (22 Гц/атм). К

сожалению, частота резонансных колебаний кристалла кварца также очень чувствительна к температурным колебаниям (15 Гц/°С). Таким образом, надёжный пьезокварцевый манометр должен учитывать изменения температуры. Один из подходов заключается в замере температуры и корректировке замеренного давления. Второй способ решения проблемы – замерять частоту колебаний на двух кристаллах кварца: первый кристалл подвержен воздействию измеряемого давления, другой находится в вакуумной камере. Однако оба эти подхода страдают одним недостатком: наличием временной задержки (из-за температурной инерции) при выдаче конечного результата замера давления.

Комбинированный пьезокварцевый преобразователь измеряет температуру и давление с помощью одного кристалла кварца, следовательно, задержка из-за температурной инерции пренебрежимо мала.

В табл. 7.1 представлены обобщённые характеристики наиболее распространённых типов манометров.

Глубинные манометры, применяемые в процессе ГДИС, по способу получения измерительной информации бывают автономные, полуавтономные и дистанционные (табл. 7.2).

Автономные приборы позволяют получить результаты измерений только после подъёма их из скважины. При использовании полуавтономных датчиков возможен периодический доступ к результатам замеров в процессе исследований.

Дистанционные приборы передают показания на поверхность по электрическому кабелю. При этом возможен контроль за процессом исследования и оперативное вмешательство в необходимых случаях.

При переходе от автономных датчиков к дистанционным их стоимость значительно увеличивается.

Таблица 7.1

Глубинные автономные и дистанционные манометры

	Механический преобразователь	Упруго-электрический преобразователь (тензодатчик)	Сапфировый тензодатчик	Ёмкостной преобразователь	Стандартный пьезокварцевый преобразователь	Комбинированный пьезокварцевый преобразователь
Преимущества	Надёжный Прочный Простой	Разрешающая способность выше Хорошая динамическая характеристика Прочный Небольшой размер	Повышенная точность Минимальный гистерезис Надёжный и прочный	Высокая разрешающая способность Низкое энергопотребление	Высокая разрешающая способность Высокая стабильность Высокая точность	Наилучшая динамическая характеристика Высокая стабильность Рабочее давление выше, чем для стандартного пьезокварцевого преобразователя
Недостатки	Недостаточная точность,	Средняя стабильность,	Средняя стабильность	Меньшая	Очень чувствитель	Больше

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

	разрешающая способность, стабильность и динамическая характеристика	разрешающая способность и точность	Чувствительность к изменениям температуры	дискретизация Чувствительность к вибрации и температуре Гистерезис по давлению	н к изменениям температуры Ограниченный диапазон измерения давления	электроники
Диапазон измерений	1400 атм 200 °С	1400 атм 175 °С	1200 атм 175 °С	1000 атм 175 °С	750 атм 175 °С	1000 атм 175 °С
Разрешающая способность	0,05 % от диапазона измерений	0,01 атм (@1000 атм; периодичность замера 1 сек)	0,005 атм (@1400 атм; периодичность замера 1 сек)	0,0005 атм (@700 атм; периодичность замера 10 сек)	0,00007 атм (@800 атм; периодичность замера 1 сек)	0,0002 атм (@1000 атм; периодичность замера 1 сек)
Точность	3 атм	1 атм	0,4 атм	> 0,8 атм	± [0,025 % от показания прибора + 0,03 атм]	± [0,01 % от показания прибора + 0,07 атм]
Дрейф нуля шаг 70 атм	~0,7 атм в	< 0,2 атм в	< 0,2 атм в первый	± 0,1 атм/нед. (700 атм; 150	± 0,01 атм в первые 18	± 0,01 атм в

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

@ 150 °С (номинал датчика)	первый день ~0,7 атм/нед. (1000 атм; 175 °С)	первый день < 0,1 атм/нед. (700 атм; 150 °С)	день < 0,1 атм/нед. (700 атм; 150 °С)	°С)	дней < 0,007 атм/нед. (350 атм; 120 °С)	первые 7 дней < 0,007 атм/нед. (700 атм; 150 °С)
Время стабилизации и шаг 340 атм. шаг 10оС	10 мин. 10 мин.	30 сек. 10 мин.	~ 20 сек. 10 мин.	8 мин. 40 мин.	6 мин. 25 мин.	Всегда в пределах 0,07 атм 25 сек.
Относительная стоимость	Низкая	Средняя	Средняя	Средняя	Высокая	Высокая

Таблица 7.21

Глубинные автономные и дистанционные манометры

Название	Тип	Максимальное замеряемое давление, атм	Разрешающая способность, % (атм)
<i>Автономные</i>			
Amerada RPG-3	ТБ	1700	0,05 (0,85)
Kuster KPG	ТБ	1700	0,05 (0,85)
Leutert DMA	ТБ	1400	0,05 (0,7)
Leutert PSPR	ПВ	440	0,005 (0,022)
МГН-1	Т	300	0,012 (0,035)
МГН-2	Т	1000	0,015 (0,15)
САМТ-01	Т	1000	0,002 (0,02)
САМТ-02	Т	1000	0,0001 (0,001)
<i>Дистанционные</i>			
Amerada EPG-512	Д	680	0,002 (0,0136)
Amerada PCP-2000	Е	340	0,0002 (0,0007)
Halliburton HAMR	ПКД	1088	0,003 (0,03)
Hewlett-Packard 2811B	ПКД	816	0,00009 (0,0007)

В настоящее время в нефтяной промышленности используются манометры с широким диапазоном параметров. Максимальные значения измеряемых давлений находятся в пределах 300–2000 атм. Точность измерения от 0,025 до 0,2 % от диапазона измерений. Чувствительность изменяется от 0,00009 до 0,05 % от диапазона измерений, что составляет от 0,0007 до 0,85 атм. Внешний диаметр манометров варьируется от 1,9 до 3,8 см, длина от 0,33 до 3,6 м. Время работы на забое от 72 до 672 часов (3–28 сут.) и не ограничено при снятии результатов на поверхности через кабель. Максимальная рабочая температура от 148 до 370 °С.

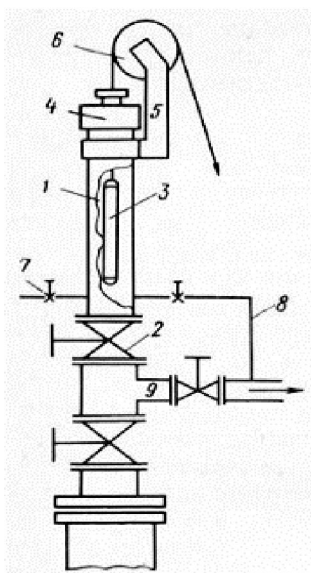
При проведении ответственных ГДИС рекомендуется использование спаренных приборов, когда в скважину одновременно спускаются два манометра и регистрация изменения забойного давления производится одновременно двумя манометрами. В этом случае очень важно использовать

манометры одного класса. Однако очень часто в результате бюджетных ограничений дублирующий датчик имеет более низкую точность и разрешающую способность. В этом случае не всегда такой датчик способен адекватно продублировать данные вследствие ограничений по точности и разрешающей способности.

В основном дублирующий прибор используется не столько в случае отказа основного манометра, сколько для подтверждения достоверности полученных данных. И в этом случае следует иметь в виду, что ограничения по точности вторичного прибора могут сделать невозможным оценку достоверности данных, снятых с помощью прибора, имеющего более высокий класс точности.

7.2. Техника и приборы для гидродинамических исследований скважин

Приборы спускают в скважины без остановки их работы. Поскольку доступ к забою через НКТ возможен в фонтанных и газлифтных скважинах, на устьях которых всегда имеется давление, иногда очень значительное, то измерительные приборы в действующую скважину вводят через лубрикатор (рис. 7.1), который состоит из корпуса 1, устанавливаемого на верхний фланец буферной задвижки 2 арматуры устья скважины. Размеры корпуса должны позволять размещение в нем спускаемого прибора 3. На верхнем конце корпуса имеется сальниковое устройство 4 и кронштейн 5, удерживающий направляющий ролик 6. Лубрикатор имеет спускной краник 7 и уравнивательный отвод 8.



Лубрикатор устанавливают при закрытой задвижке 2 без нарушения режима фонтанной или газлифтной скважины, нефть из которой поступает непрерывно в боковой отвод 9. Перед спуском прибора в скважину отворачивается сальниковая крышка 4, через которую продевается кабель или проволока.

Глубинный прибор с присоединенной проволокой опускают в корпус лубрикатора, после чего закручивают сальниковую крышку 4. Проволока заправляется на направляющий ролик 5 и идет к барабану подъемной лебедки транспортируемой на автомашине.

После зарядки лубрикатора открывается задвижка 2, давления уравниваются; после чего прибор спускают

в Рисунок 7.1 Лубрикатор

скважину. Длина смотанной с барабана проволоки или кабеля измеряется специальным измерительным роликом, соединенным со

счетчиком, показывающим глубину спуска прибора. После измерений прибор извлекается в обратном порядке. Сначала он вводится в корпус лубрикатора, затем закрывается задвижка 2 и после уравнивания давления с помощью крана 7 открывается сальниковая крышка и прибор извлекается на поверхность.

Для насосной эксплуатации имеются малогабаритные лубрикатеры. Такие лубрикатеры устанавливаются эксцентрично на верхнем фланце насосной устьевого арматуры и предназначены для спуска в кольцевое пространство насосных скважин малогабаритных скважинных манометров с наружным диаметром менее 28 мм. Спуск измерительных приборов в скважины, работающие с дебитом более 300 - 400 т/сут (зависит еще и от газового фактора), обычно вызывает затруднения, так как встречный поток жидкости из-за гидравлических сопротивлений, вызываемых наличием прибора, препятствует его спуску. В подобных случаях к глубинным приборам подвешивают грузовую штангу. При очень больших дебитах, перед спуском прибора, прикрытием выкидной задвижки или регулируемого штуцера дебит уменьшают до такого, при котором спуск прибора становится возможным. После спуска прибора ниже башмака НКТ, где скорость восходящего потока мала, работу скважины снова переводят на прежний режим.

Однако такое нарушение может отразиться на измеряемых параметрах, поэтому после такой операции скважине необходимо дать возможность выйти на установившийся режим. Многие скважинные приборы (манометры, термометры, пробоотборники) имеют автономную регистрацию измеряемых параметров внутри самого прибора. Такие аппараты спускаются на стальной (из прочной тигельной стали) проволоке диаметром 1,6 - 2,2 мм. Проволока не должна иметь скруток и спаек, так как должна беспрепятственно проходить через сальник лубрикатора. Все приборы с дистанционной регистрацией показаний и дебитометры с дистанционным управлением раскрытия и закрытия пакера спускаются на тонком электрическом кабеле.

Скважинные исследования большей частью заключаются в измерениях забойных давлений с помощью манометров. Существует много типов скважинных манометров, но наиболее простым и распространенным является манометр скважинный геликсный (МГН-2) с автономной регистрацией (рис. 7.2, а). Чувствительным элементом в этом манометре является многовитковая пустотелая плоская пружина-геликс 1, заполненная под вакуумом легким маслом. При давлении внутри пружины каждый виток, как и в обычном манометре, разворачивается на некоторый угол вокруг вертикальной оси. Последний верхний заглушенный виток поворачивается па угол, равный сумме углов поворота всех витков. На верхнем витке укреплено легкое цапающее перо 2, угол поворота которого пропорционален давлению. Нижний конец геликсной пружины сообщается с сильфоном 3 (эластичная металлическая гармошка), исполняющим роль разделителя жидкостей. Сильфон также заполнен маслом. Он омывается скважинной жидкостью,

давление которой без потерь передается через сильфон жидкости внутри геликса.

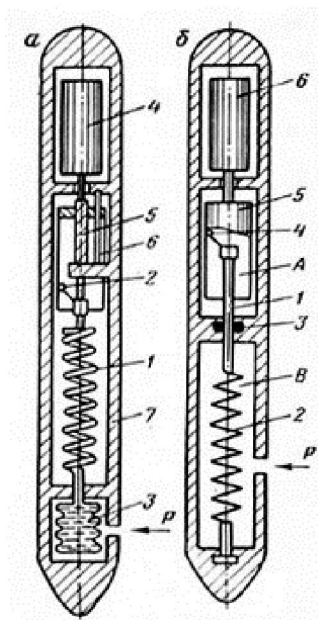


Рисунок 7.2 Принципиальные схемы геликсного (а) и поршневого (б) скважинных манометров

Регистрирующая часть состоит из следующих элементов. Часовой механизм 4 приводит во вращательное движение ходовой винт 5, который сообщает регистрирующей каретке 6 равномерное поступательное движение. Поэтому вертикальное перемещение каретки пропорционально времени, истекшему с момента пуска часового механизма на поверхности перед герметизацией прибора.

Все детали манометра, за исключением сильфона, заключены в прочный герметичный корпус 7, внутри которого сохраняется атмосферное давление. Камера, где помещен сильфон, сообщается через отверстие с наружной средой. Обычно в нижней части прибора в специальной камере помещается обыкновенный максимальный термометр для регистрации температуры на забое скважин и внесения температурных поправок в показания манометра.

На внутренней стороне каретки (стакана) укладывается бланк из специальной бумаги, на которой острие царапающего пера оставляет тонкий след при ничтожно малом трении. Перо пишет дугу, пропорциональную давлению, при непрерывно перемещающейся каретке. Таким образом, на бумажном бланке остается запись в координатных осях P и t (давление и время). Расшифровка записи, т. е. измерение ординат (P), осуществляется на оптических столиках с микрометрическими винтами.

Скважинные манометры должны иметь малый диаметр и практически неограниченную длину. В то же время они должны обладать большой точностью измерений, так как не так важно знать точное абсолютное

давление, как важно точно знать изменение этого давления при измерении, например, депрессии или при снятии КВД.

Таблица 7.3 - Техническая характеристика манометра МГН-2

Диаметр, мм	32
Длина, мм:	
без утяжелителя	1565
с утяжелителем	2285
Масса, кг	
без утяжелителя	6
с утяжелителем	12,5
Пределы измеряемого давления в зависимости от установленного геликсного блока, МПа	10 - 100
Рабочая температура, °С	До 160
Рабочее перемещение пера, мм	До 55
Рабочее перемещение каретки, мм	До 120
Время рабочего перемещения каретки, ч	До 16
Порог чувствительности в % от предела измерения, не более %	0,2
Класс точности прибора (при отсчете на измерительном микроскопе с использованием тарировочных таблиц и введении температурных поправок)	От 0,25 до 0,4

Имеются манометры так называемого поршневого типа МГП (рис. 7.4, б), чувствительным элементом в которых является шток-поршень 1, растянутый пружиной 2. Шток проходит через сальник 3, разделяющий две камеры. В верхней камере А - атмосферное давление. Нижняя камера В сообщается с внешней средой. Разность давлений в камерах действует на сечение поршня-штока 1, который при своем перемещении растягивает пружину. В атмосферной камере на конце штока имеется перо 4, прочерчивающее на бумажном бланке вертикальную линию, равную перемещению штока, и пропорциональную давлению в нижней камере. Бумажный бланк укреплен на внутренней поверхности стакана-каретки 5, которая медленно вращается от часового механизма 6. Нижняя камера может быть заполнена маслом и отделена от скважинной жидкости сифоном

Преимуществом такой конструкции манометра является возможность получения при малом диаметре прибора больших перемещений штока, а следовательно, и возможность получения более четких записей. Однако трение в самоуплотняющемся сальнике, выдерживающем весь перепад давления, препятствует перемещению штока и обуславливает погрешность. Для снижения трения в сальнике в некоторых конструкциях штоку придается постоянное вращательное движение.

Дифференциальный манометр предназначен для более точного измерения давления в скважине, начиная с заданной величины, зависящей от давления зарядки измерительной камеры прибора. В принципе это тот же

поршневой манометр, в верхней камере которого не атмосферное давление, а давление зарядки. Очевидно, если давление зарядки сделать 10 МПа, то шток начнет перемещаться только при давлениях, превышающих 10 МПа. Таким образом, весь полезный ход штока останется для записи давления, превышающего 10 МПа.

Таблица 7.4 - Техническая характеристика МММ-1

Пределы измерения давления, МПа	5 - 100
Рабочая температура, °С	20 - 100
Погрешность измерения, %	±1,5
Питание прибора	Постоянный ток 24 В
Канал связи	Одножильный бронированный кабель КОБДФМ-2 (каротажный)
Частота выходного сигнала, кГц	8 - 90
Индикация на поверхности	Цифропечать во вторичной аппаратуре
Диаметр, мм	18
Длина, мм	810
Масса, кг	1

Малогабаритные манометры.

Существует большое число так называемых малогабаритных скважинных приборов для гидродинамических исследований в скважинах. Внешний диаметр таких приборов 18 - 22 мм. Длина от 0,7 до 2 м. Эти приборы созданы для измерений через кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ. Подвеска НКТ в таких случаях должна осуществляться на эксцентричном фланце. Причем в колоннах диаметром 146 мм должны быть спущены 60-мм НКТ, в колоннах диаметром 168 мм - 73-мм НКТ. Примером такого прибора может служить манометр магнитоупругий малогабаритный МММ-1 для измерения давлений на забое скважины через кольцевое пространство.

Большим достоинством прибора МММ-1 являются его малые размеры. Прибор спускается в кольцевое пространство через малогабаритный устьевого лубрикатор, эксцентрично расположенный на устьевом фланце.

Это позволяет исследовать скважины, оборудованные ШСН и имеющие давление в затрубном пространстве.

Разработан малогабаритный глубинный расходомер РН-26 для снятия профилей притока, спускаемый через кольцевое пространство, снабженный управляемым с поверхности пакером. Принцип измерения - преобразование расхода протекающей жидкости в электрические импульсы, частота которых пропорциональна расходу.

Таблица 7.5 - Техническая характеристика РН-26

Допустимое рабочее давление, МПа	До 20
Допустимая рабочая температура, °С	До 80
Кабель для спуска	КОБДФМ-2
Диапазоны измерений расхода, м ³ /сут:	
первый	3,6 - 36
второй	14 - 144
Диаметр, мм	26
Длина, мм	1440
Масса, кг	36
Напряжение, В:	
для открытия пакера	+30
для закрытия пакера	-30
для измерения	-6
Максимальный диаметр раскрытия пакера, мм:	
для 146-мм колонны	135
для 168-мм колонны	155

Имеются комбинированные приборы ДВ-28 для измерения расхода и его изменения вдоль ствола скважины и одновременного измерения влагосодержания протекающей жидкости. Прибор может использоваться для гидродинамических исследований насосных скважин, устье которых оборудовано эксцентричной планшайбой (табл.7.6).

Таблица 7.6 - Техническая характеристика ДВ-28

Диапазоны измерения расхода, м ³ /сут:	
первый	3,6 - 36
второй	14,4 - 144
Погрешность измерения расхода, %	±5
Диапазон измерения влагосодержания, %	0 - 60
Погрешность измерения влагосодержания, %	±6
Кабель для спуска	КОБДФМ-2
Напряжение, В:	
для открытия пакера	+30
для закрытия пакера	- 30
для измерения	+18
Максимальный диаметр раскрытия пакера:	
для 146-мм колонны	135
для 168-мм колонны	155
Диаметр, мм	28
Длина, мм	1960

Существует комплексный глубинный аппарат «Поток-5», одновременно измеряющий 5 параметров.

В приборе измеряемые на забое параметры преобразуются в непрерывный частотный электрический сигнал, передаваемый на

поверхность по одножильному бронированному кабелю КОБДФМ-2. Регистрируемыми параметрами являются давление на глубине спуска прибора, температура, расход жидкости, соотношение нефти и воды в потоке, местоположение нарушений сплошности металла труб.

Прибор состоит из пяти функционально независимых преобразователей измеряемых параметров в частотный сигнал и дистанционно управляемого пакерующего устройства. Все устройства объединены в три узла: термоманометрический - для измерения температуры и давления; потокометрический - для измерения общего расхода жидкости и содержания в ней воды; локаторы сплошности металла труб. «Поток-5» рассчитан на работу в среде с температурой не более 100 °С.

Диапазон измеряемых давлений зависит от типа геликоидальной пружины с верхним пределом 25 или 40 МПа.

Диапазон измеряемых расходов при полном раскрытии пакера зависит от комплектации измерительной части преобразователя струнной подвеской, при диаметре струны 0,6 мм диапазон измеряемого расхода от 8 до 100 м³/сут, при диаметре струны 0,37 мм - от 6 до 60 м³/сут. Диапазон измерения обводненности продукции скважины составляет от 0 до 100%.

Размеры: диаметр 40 мм, длина 2900 мм. Масса 15 кг.

Напряжение питания (постоянный ток) в режиме управления пакером ±27 В («плюс» - открытие, «минус» - закрытие), в режиме измерения параметров ±33 В, в режиме переключения работающего узла ±70В.

Наличие локатора сплошности позволяет обнаружить перфорационные отверстия, интервал перфорации (начало, конец) и таким образом «привязать» измеряемые параметры непосредственно к перфорированным интервалам. Это существенное достоинство аппарата «Поток-5». Поверхностная регистрирующая аппаратура и питающие устройства - стандартные, входящие в комплект промышленной автоматической исследовательской станции «АНСТ».

Новые технологии исследования действующих нагнетательных и добывающих скважин. В настоящее время в ООО «ТНГ-Групп» разработаны и предлагаются к внедрению следующие технологии:

- технология исследования скважины с предварительным спуском прибора под ЭЦН;
- технология геофизических исследований действующих скважин по межтрубному пространству;
- технология контроля за работой скважины при одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ);
- технология контроля за работой скважины при внутрискважинной перекачке (ВСП);

- технология исследования действующих нагнетательных скважин автономной геофизической аппаратурой.

7.3. Технология исследования скважины с предварительным спуском прибора под ЭЦН

Технология предназначена для исследования действующих добывающих скважин, эксплуатирующихся с помощью ЭЦН. Работы проводятся в два этапа. На первом этапе производится спуск геофизического прибора под электроцентробежный насос. Спуск аппаратуры проходит одновременно со спуском насоса, каротажный кабель располагается в межтрубье скважины, сам прибор находится ниже насоса и имеет свободный ход от забоя скважины до компенсатора насоса. К колонне НКТ каротажный кабель крепится специальными децентраторами (рис. 7.3). Все последующие геофизические исследования проводятся без привлечения бригад подземного и капитального ремонта скважин.

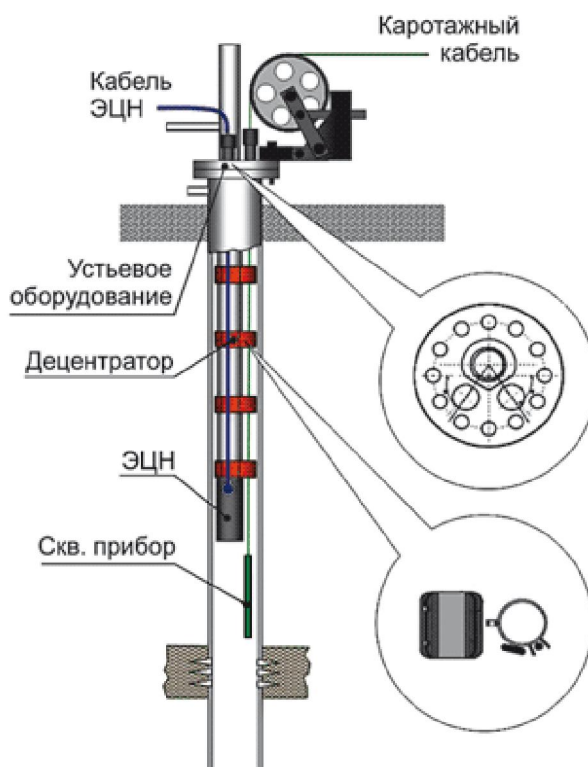


Рисунок 7.3 Схема монтажа оборудования для исследования скважины с предварительным спуском прибора под ЭЦН

Для контроля за работой скважины в периоды между геофизическими исследованиями на устье скважины размещается специальный поверхностный блок питания и регистрации, который позволяет регистрировать и хранить во флэш-памяти информацию с датчиков скважинного прибора. При необходимости данные, получаемые со скважинного прибора, могут передаваться по радиоканалу в режиме реального времени.

В настоящее время указанная технология внедрена в ОАО «Татнефть» (НГДУ «Джалильнефть»), ОАО «Бугурусланнефть» и НГДУ «Сорочинскнефть». В скважину под ЭЦН спускается комплексный геофизический прибор ГДИ-7, позволяющий регистрировать гидродинамические (давление, температура), потокометрические (скорость движения флюида, состав притока) и геофизические (ГК, ЛМ) параметры работающей скважины. Скважинный прибор адаптирован для длительной работы в скважине (рис. 7.4).

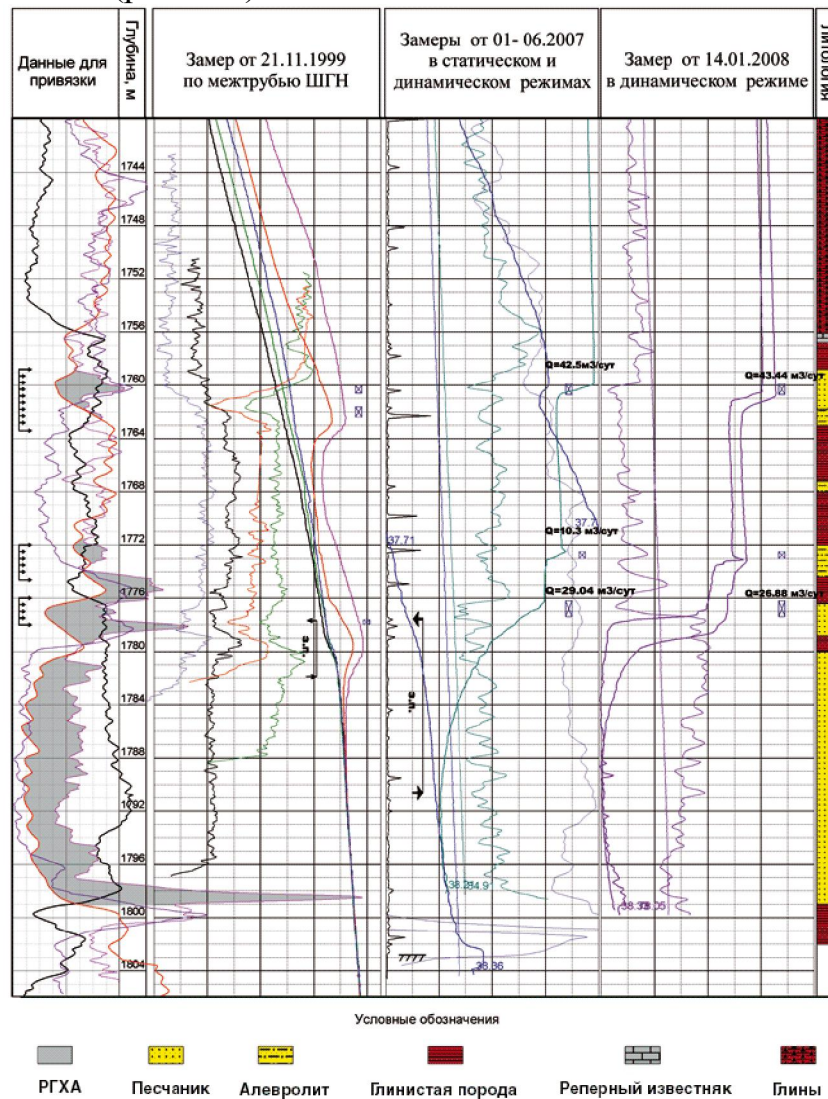


Рисунок 7.4 Результаты геофизического мониторинга в скважине с предварительным спуском прибора под ЭЦН

В результате сопоставления временных замеров после остановки скважины установлено, что изменение температуры поступающей в скважину жидкости обусловлено калориметрическим смешиванием. По данным исследований, из пласта 1758,8 – 1763,4 м поступает неоднородная по составу жидкость: из средней части интервала 1760 – 1761,4 м – вода, а из верхней части интервала 1758,8 – 1760 м – нефть. Обводнение скважины связано с прорывом нагнетаемых вод по пропластку 1760 – 1761,4 м. В результате анализа термограмм после остановки скважины выявлен переток

из пласта в интервале 1758,8 – 1763,4 м в нижележащие перфорированные пласты. Кроме этого отмечается заколонное сообщение перфорированного пласта 1776 – 1778 м с нижележащим неперфорированным пластом с глубины 1788 м. По результатам исследований ГДИ в остановленной и работающей скважине выявлены работающие интервалы в пределах перфорированного пласта и определены их дебиты.

7.4. Технология геофизических исследований действующих скважин по межтрубному пространству

Эта технология предназначена для исследования скважин, оборудованных ШГН. Спуск малогабаритного скважинного прибора в интервал исследования ниже насоса осуществляется на специальном геофизическом кабеле по серповидному зазору межтрубного пространства. Использование специального геофизического кабеля препятствует его наматыванию на колонну НКТ. Гидродинамические и потокометрические исследования проводятся с помощью серийно выпускаемой аппаратуры СОВА-3 (диаметр – 28 мм). Для контроля за текущей насыщенностью в ООО «ТНГ-Групп» разработан сверхминиатюрный генератор нейтронов АИНК-30-1Ц диаметром 30 мм. Следует отметить, что в настоящее время такие исследования проводит только ООО «ТНГ-Групп», т. к. аналогов такой аппаратуры в России нет. За период с 2007 по 2010 гг. с использованием аппаратуры АИНК-30-1Ц по этой технологии исследовано более 300 скважин.

При проведении исследований в интервале продуктивных пластов при различных режимах работы насоса решаются следующие задачи:

- определение положения и контроль за перемещением водонефтяного и газожидкостного контактов в процессе эксплуатации скважин;
- оценка характера текущей насыщенности, выделение работающих прослоев и определение источников обводнения;
- определение заколонных перетоков воды в добывающих и нагнетательных скважинах;
- оценка удельных расходов воды в интервалах перфорации нагнетательных скважин.

Планшет с результатами исследований аппаратурой АИНК30-1Ц в действующей добывающей скважине Ромашкинского месторождения представлен на (рис. 7.5).

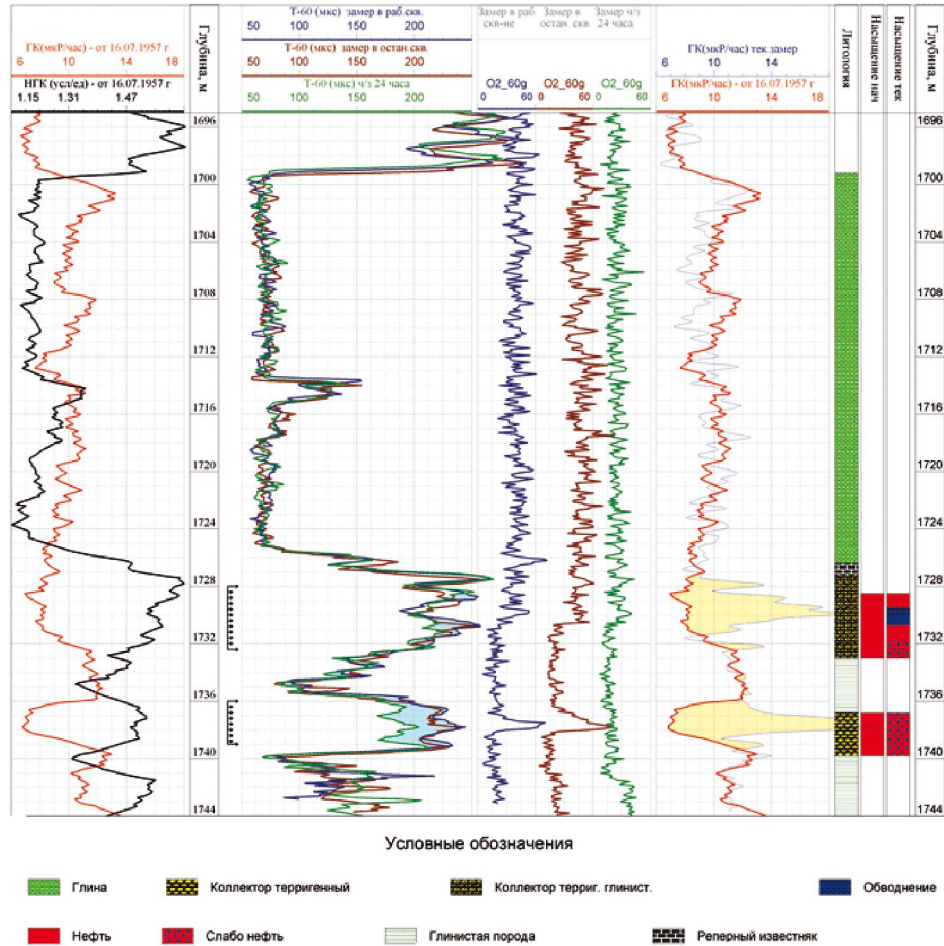


Рисунок 7.5 Планшет с результатами исследований аппаратурой АИНК30-1Ц в действующей добывающей скважине Ромашкинского месторождения (2 интервала перфорации)

В скважине два интервала перфорации: 1729 – 1733,4 и 1736,8 – 1739,8 м. В процессе эксплуатации скважина дает 7 м³/сут. продукции с обводнением 36%. Плотность попутно добываемой воды $\gamma = 1,185 \text{ г/см}^3$. Замеры аппаратурой АИНК30-1Ц проводились в работающей и в остановленной скважине.

По результатам проведенных временных измерений «т-ИНК» верхний перфорированный пласт 1728,5–1733,4 м (имеет повышенное давление) охарактеризован по насыщению следующим образом: интервал 1728,5–1729,5 м – нефтенасыщенный; интервал 1729,5–1730,7 м – обводненный от закачки; интервал 1730,7–1731,8 м – нефтенасыщенный; интервал 1731,8–1733,4 м – глинистый слабонефтенасыщенный.

По данным временных замеров «т-ИНК», нижний перфорированный пласт 1736,8 – 1739,8 м может быть охарактеризован по насыщению как слабонефтенасыщенный, с пластовым давлением, меньшим, чем в верхнем перфорированном пласте.

По данным кислородного нейтронно-активационного метода (КНАМ) вода поступает в скважину в интервале 1730 – 1730,7 м. Из нижнего

перфорированного пласта по результатам КНАМ в интервале 1737,5 – 1738 м наблюдается слабый приток нефти в капельном режиме. По разновременным замерам ГК в интервалах 1728,4 – 1731,4 м и 1736,3 – 1738,5 м выявлены радиогеохимические аномалии.

7.5. Технология контроля за работой скважины при одновременно-раздельной эксплуатации

Эта технология внутрискважинного мониторинга предназначена для контроля за однолифтной одновременно-раздельной эксплуатацией двух объектов, так называемой ОРЭ.

В научно-техническом управлении ООО «ТНГ-Групп» совместно с учеными института «ТатНИПИнефть» были разработаны специальное скважинное оборудование и прибор, которые позволяют получать информацию о работе нижнего (давление, влагосодержание, расход и температура) и верхнего (давление) пластов.

При монтаже скважинного оборудования скважинный прибор вместе со специальным оборудованием спускается в скважину. Специальный армированный геофизический кабель, являющийся каналом связи, закрепляется на внешней стороне НКТ. Вся поступающая из скважины информация записывается во флэш-память наземного модуля и может передаваться по радиоканалу на пульт технологической службы НГДУ. В настоящее время изготовлено специальное скважинное оборудование. Технология внедрена на скважинах ОАО «Татнефть» (рис. 7.6).

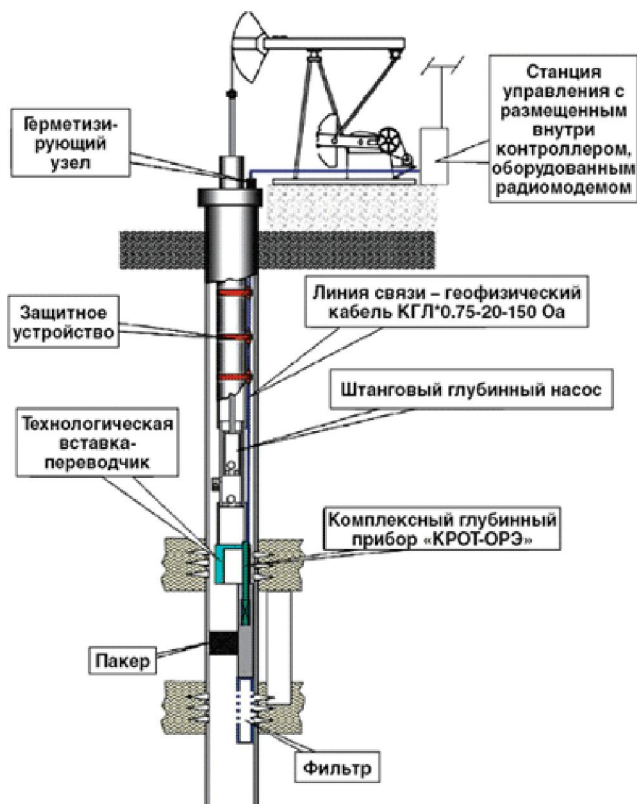


Рисунок 7.6 Схема компоновки и монтажа скважинного оборудования для ОРЭ

7.6. Технология контроля за работой скважины при внутрискважинной перекачке

Эта технология предназначена для исследования нагнетательных скважин при контроле за внутрискважинной перекачкой (ВСП), когда закачиваемая жидкость отбирается из одного перфорированного пласта и без подъема на поверхность с помощью ЭЦН закачивается в другой.

Скважинный прибор (типа ГДИ, КРОТ-ОРЭ), позволяющий измерять расход, давление и температуру перекачиваемой пластовой воды, на специальном армированном геофизическом кабеле спускается по НКТ и подвешивается между перфорированным отверстием (штуцером) НКТ и насосом ЭЦН (рис. 7.7). На устье скважины размещается специальный наземный модуль питания и регистрации. При герметизированном устье насос запускается в работу. Получаемая информация записывается во флэш-память наземного модуля и может передаваться по радиоканалу на пульт технологической службы НГДУ. Это позволяет в режиме реального времени получать данные о количестве жидкости, закачиваемой в разрабатываемый пласт, и при необходимости управлять режимом работы насоса. Следует отметить, что в случае отказа прибора он может быть легко извлечен из скважины для замены без привлечения бригады ПРС. По этой технологии запущены в работу несколько скважин на объектах ОАО «Татнефть» в Самарской области и в Татарстане.

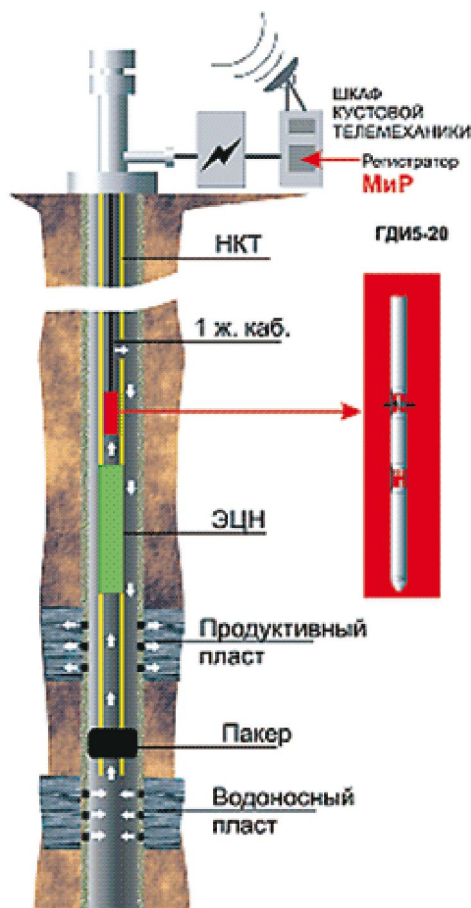


Рисунок 7.7 Схема монтажа оборудования для контроля за внутрискважинной перекачкой

7.7. Технология исследования действующих нагнетательных скважин автономной геофизической аппаратурой

Эта технология предназначена для определения профиля приемистости и интервалов негерметичности НКТ и обсадной колонны в нагнетательных скважинах безбригадным способом. По результатам этих исследований можно определить скважины-кандидаты, которые необходимо остановить для проведения внеплановых ремонтно-изоляционных работ.

Все исследования проводятся автономной скважинной аппаратурой, которая спускается в скважину по колонне НКТ. Измерения проводят в режиме мониторинга по специальной технологии на различных режимах: под закачкой, в остановленной скважине, при слабом изливе. Интервалы возможных нарушений колонны определяются по результатам последующего анализа и интерпретации полученных материалов. Для подтверждения и уточнения интервала негерметичности скважина исследуется по стандартным технологиям после подъема НКТ в процессе проведения ремонтных работ.

Другим важным преимуществом исследования нагнетательных скважин является возможность определения их гидродинамических и

потокосметрических параметров (в т. ч. построение профиля приемистости) в режиме реальной закачки.

8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГДИС

8.1 Задачи проведения ГДИС

ГДИС – изучение продуктивных пластов при их испытании, освоении и эксплуатации в скважинах с целью получения данных об их продуктивности (приёмистости), фильтрационных параметрах и скин-факторе, условиях на границе пласта, анизотропии пласта по проницаемости, режиме залежи и т. д.

Проектирование ГДИС необходимо для того, чтобы показать, что предложенное испытание выполняет поставленные задачи. Путем прогнозирования вероятного поведения давления инженер может продемонстрировать реальность обнаружения и описания предполагаемых особенностей пласта. Кроме этого, определяется точность измерений, предъявляемых к манометрам. Выбирается оборудование для минимизации сложностей (например, установка пакера для ликвидации влияния сжимаемости жидкости в стволе скважины).

Условие успеха анализа и интерпретации ГДИС – полнота и качество полученных данных. Полнота и качество полученных данных будет соответствовать необходимым требованиям только в условиях использования правильной технологии и оборудования, что реализуется с помощью проектирования работ (рис. 8.1). Так как набор информации, который возможно получить в процессе ГДИС, разнообразен, то на начальном этапе необходимо определить какие данные необходимы, и с помощью какого вида исследований возможно их получить. Т. е. формулируется цель и задачи ГДИС: какие результаты, какую информацию о пласте и для решения каких задач ожидают получить в итоге проведения исследования.

Затем решается вопрос – на основе анализа теории ГДИС – какой вид ГДИС (КВД, КПД, гидропрослушивание и т. д.) теоретически позволяет оценить интересующую информацию о пласте и его параметрах. После выбора вида исследований необходимо определить требуемую продолжительность работ и диапазон реагирования давления для использования соответствующего оборудования (датчик давления). Разрабатывается технология ГДИС, т. е. как, каким образом проводить исследование, какова требуемая последовательность во времени, и каковы условия проведения различных операций ГДИС (установка глубинных приборов, открытие-закрытие скважины и т. д.). Кроме этого, необходимо учесть вопрос о требуемых дополнительных данных и возможных вариантах их получения или расчёта. Если прогнозируются возможные осложнения или проблемы при проведении и интерпретации ГДИС (сжимаемость жидкости в

стволе, переменный дебит и т. д.), то необходимо предусмотреть мероприятия по их минимизации.



Рисунок 8.1. Процедура проектирования ГДИС

Изначально необходимо ответить на вопрос, зачем мы проводим ГДИС, и какие параметры необходимо получить. Гидродинамические исследования позволяют получить следующие основные виды данных.

- Насыщение пласта и коэффициент продуктивности.
- Информация о пласте (проницаемость, неоднородность) в пределах соответствующего радиуса исследования.
- Совершенство вскрытия (скин).
- Наличие разломов, их проводимость.
- Зона дренирования скважины и соответствующие запасы нефти.
- Безразмерная проводимость трещины в скважине после проведения ГРП.
- В горизонтальной скважине (эффективная длина, положение горизонтального ствола относительно кровли и подошвы, отношение вертикальной и горизонтальной проницаемости, геометрический скин, показывающий преимущество относительно вертикальной скважины).
- В нагнетательных скважинах фронт заводнения и композиционный скин.
- Параметры двойной пористости в трещиноватых коллекторах.
- Пластовое давление.
- Отбор проб пластовых флюидов.

8.2 Требования к исходной информации

Успех гидродинамических исследований зависит от полноты и качества полученных данных. Высокоточные глубинные электронные манометры позволяют использовать при анализе данных ГДИС темпы изменения давления на базе логарифмических производных давления.

Замеры давления с интервалом 15 секунд за первые несколько минут необходимы для определения эффекта ВСС. В процессе исследований интервалы замеров можно увеличить. Эмпирическое правило – на один логарифмический цикл по шкале времени должно быть не менее 30 замеров давления, что улучшает качество анализа и увеличивает достоверность определяемых параметров продуктивных пластов.

При этом повышаются требования к инженерно-техническому персоналу, потому что требуется планирование исследований с соответствующими расчётами, расшифровка и обработка промысловых данных с применением компьютерных технологий, интерпретация на базе знаний физических и теоретических основ ГДИС в совокупности с геолого-геофизической информацией, сведений по разработке залежей и эксплуатации скважин.

8.3 Вид исследований

Идеальным случаем для проведения ГДИС является ситуация, при которой полностью выполняются те допущения и предположения, для которых выведено основное дифференциальное уравнение теории упругой фильтрации.

Выбор необходимого вида исследования (КПД, КВД на добывающих и нагнетательных скважинах, гидропрослушивание, ИП, КВУ) зависит от множества взаимосвязанных факторов, но в большей мере определяющими являются тип и статус скважины.

Общая продолжительность ГДИС может колебаться от нескольких часов до нескольких суток и даже месяцев. Необходимо учитывать требование нефтяной компании – проведение исследований с минимизацией потерь времени эксплуатации скважин и добычи нефти. Поэтому вопрос о продолжительности ГДИС должен решаться с учётом целей и задач, включая экономические, организационные и другие факторы.

Влияние состава и дебита добываемого флюида может быть значительно. Очень полезно одновременно замерять устьевое давление (буферное и затрубное) для отображения влияния сжимаемости жидкости в стволе или утечек в пакере или трубах.

В скважинах механизированного фонда также необходимо решить вопрос замера забойного давления. Спуск глубинных приборов на тросе или кабеле в фонтанные или газлифтные скважины не вызывает особых осложнений. Однако сложнее дело обстоит со спуском глубинных приборов

в скважины, оборудованные штанговыми глубинно-насосными установками или погружными электроцентробежными насосами. В этом случае возможен спуск малогабаритных приборов в затрубное пространство или под насос. Но, так как строго вертикальные скважины встречаются крайне редко, то при подъёме таких приборов через затрубное пространство возможны «захлесты», порывы проволоки или троса и другие осложнения.

Определение параметров пласта в механизированном фонде без потерь времени эксплуатации скважины и добычи нефти возможно с помощью изменения дебита скважины (изменение частоты тока погружного электродвигателя) и замера забойного давления с помощью глубинного датчика давления, который установлен на ЭЦН.

8.4 Варианты проектирования ГДИС

Существует три возможных метода проектирования ГДИС:

- 1) определение ключевых элементов исследования;
- 2) оценка возможного поведения давления путём задания возможных значений свойств пласта;
- 3) проведение исследования без его проектирования (применим при достаточном накопленном опыте исследований).

Наиболее простой метод проектирования ГДИС – определение ключевых элементов исследования: окончание эффекта ВСС, окончание радиального режима, тангенс угла наклона линии радиального режима, диапазон изменения давления. Используются различные формулы для КПД и КВД.

Время начала радиального режима течения оценивается по формулам:

- 1) КПД, нагнетание давления:

$$t \geq \frac{(26531 + 1547 \cdot S) C_s}{kh / \mu}; \quad (8.1)$$

- 2) КВД, спад давления:

$$\Delta t \geq \frac{22109 \cdot \tilde{N}_s e^{0,14S}}{kh / \mu}. \quad (8.2)$$

Если необходимо иметь для анализа полный цикл логарифмической шкалы, то время, рассчитанное по формулам **Ошибка! Источник ссылки не найден.** и **Ошибка! Источник ссылки не найден.**, необходимо увеличить в 10 раз.

Если требуется оценить объём дренирования скважины, то безразмерное время, определяющее окончание радиального притока, можно оценить по таблице факторов формы Dietz (приложение А). Завершение периода радиального притока для кругового пласта соответствует условию, когда безразмерное время равно $tDA = 0,1$ или, в часах, это время определяется по формуле:

$$t = \frac{\phi \mu c_i A(t_{Da} = 0,1)}{0,00036 \cdot k}. \quad (8.3)$$

Коэффициент ВСС (C_s) учитывает эффект сжимаемости жидкости в стволе скважины, равен произведению объёма скважинного пространства на сжимаемость жидкости. Приблизительный диапазон изменения коэффициента для фонтанных скважин от 0,01 до 0,1 м³/атм, для механизированных от 0,1 до 1 м³/атм.

Проницаемость, толщина, вязкость, скин-фактор предполагаются из накопленного опыта предыдущих исследований, интерпретации петрофизических данных и результатов ГИС.

Манометр должен быть достаточно чувствительным для определения заданного перепада давления за определённый промежуток времени. Поэтому необходимо определить изменение давления между двумя соседними точками замера во время проведения исследования

Основываясь на полученной величине ΔP , осуществляется выбор инструмента, имеющего достаточную чувствительность.

Оптимальный случай проектирования ГДИС заключается в задании возможных значений свойств пласта и оценке возможного поведения давления. В этом случае происходит математическое моделирование исследования с учётом геолого-физической информации. Как только вариант испытания был предложен, сами данные давления могут быть смоделированы для того, чтобы показать, что предложенное испытание выполняет поставленные задачи. Путем прогнозирования вероятной формы зависимостей изменения давления и производной в двойном логарифмическом масштабе инженер может продемонстрировать реальность обнаружения и описания предполагаемых особенностей пласта.

8.5 Дополнительные данные

Для полноценного анализа и интерпретации результатов ГДИС наряду с данными забойного давления в процессе исследований необходимы дополнительные данные.

Достоверная дополнительная информация облегчит не только проектирование и последующий анализ данных ГДИС, но и позволит осуществить выбор скважины – кандидата на проведение испытания.

В зависимости от целей и задач ГДИС выбор скважины может быть либо достаточно свободным (если, например, необходимо определить тип пласта коллектора и/или усреднённые фильтрационно-ёмкостные свойства), либо в определённом конкретном районе залежи (если необходимо оценить расстояние и положение границ пласта, степень выработки определённой зоны пласта). При выборе скважины также необходимо учитывать условия её исследования, которые должны быть максимально удобными (спуск глубинных приборов без осложнения, закрытие на забое, измерение дебитов

и давлений). Следовательно, облегчается анализ и интерпретация данных (безводная скважина, забойное давление выше давления насыщения и т. д.).

Информация об оборудовании скважины включает в себя данные по диаметрам обсадной колонны и насосно-компрессорных труб, данные о наличии пакера и элементов оборудования, препятствующих спуску глубинного манометра до необходимой глубины, где рекомендуется проводить замер изменения забойного давления. Параметры конструкции скважины необходимы для расчёта коэффициента ствола скважины.

Характеристика продуктивного интервала должна содержать сведения о вскрытой толщине, открытый ствол или фильтр; сведения о технологических жидкостях и процессах при вскрытии пласта, глушении скважин и геолого-технических мероприятиях, которые проводились в скважине (перфорация, ГРП, СКО и др.). Параметры вскрытия пласта позволяют предположить величину скин-фактора на скважине.

Информация по системе разработки в районе скважины и показатели эксплуатации соседних скважин, наличие вблизи газовой шапки или законтурной области позволяют учесть их влияние на перераспределение давления в исследуемой скважине. Дебит исследуемой скважины является ключевым параметром, который во многом определяет результаты анализа данных ГДИС. Физико-химические свойства флюида (вязкость нефти и воды, объёмный коэффициент нефти и воды, сжимаемость нефти и воды) присутствуют практически во всех используемых формулах. Свойства горной породы (пористость, сжимаемость, значения относительных фазовых проницаемостей) определяют скорость распространения давления в породе, следовательно, являются определяющими параметрами для расчёта.

Для того чтобы упростить процедуру принятия решения в вопросе проектирования ГДИС, необходимо ответить на ряд вопросов. Прежде всего, необходимо получить информацию о типе коллектора, так как исследование песчаника будет отличаться от исследования трещиноватой карбонатной породы. Необходимо иметь информацию о неоднородности исследуемого объекта по разрезу, так как наличие нескольких пластов с различными фильтрационными характеристиками изменит процедуру исследований и получаемые данные. В зависимости от вида скважины (горизонтальная, наклонная, вертикальная) меняется модель проектирования и интерпретации ГДИС. Точное воспроизведение истории эксплуатации скважины позволяет уточнить результаты интерпретации. Определение доминирующей фазы (нефть, газ, вода), давление насыщения позволит предусмотреть возможные процессы в стволе скважины при её запуске и остановке.

8.6 Минимизация проблем при исследовании и интерпретации

Во многих случаях период влияния сжимаемости жидкости в стволе скважины может привести к неправильной интерпретации исследований. Поэтому для правильного выделения режимов фильтрации необходимо

использовать диагностический график в двойном логарифмическом масштабе с отображением производной поведения давления. Для минимизации времени влияния ствола скважины рекомендуется устанавливать пакер и закрывать скважину на забое. Для проведения качественных исследований и получения надёжных результатов анализа и интерпретации необходимо обеспечить постоянный дебит жидкости, что во многих случаях является проблематичной задачей. На фонтанных скважинах возможно осуществление регулирования дебита с помощью штуцера. В процессе работы на режиме ПЗС может очищаться, что приводит к снижению положительного значения скин-фактора. Датчик должен быть спущен как можно глубже в скважину для минимизации влияния погрешности расчёта давления от датчика до пласта. Для того чтобы быть уверенным в результатах интерпретации, необходимо проверить параметры работы забойного датчика давления в процессе замера. Продолжительность участков перераспределения давления должна соответствовать расчётным величинам для данного вида исследований и условиям проведения исследования. Необходимо обеспечить соответствие дебита, забойного давления и времени. В условиях использования различных методов сглаживания производной необходимо убедиться, что используется наиболее приемлемый. Получаемое начальное пластовое давление должно соответствовать условию материального баланса. Результаты интерпретации должны соответствовать логике и не противоречить физически наблюдаемым явлениям.

Выводы

В настоящее время промысловые и геофизические службы все шире включают в комплексы скважинных исследований различные гидродинамические измерения в процессе испытаний продуктивных пластов. Это оправдано, так как гидродинамические методы исследований пластов и скважин совместно с промысловыми данными потенциально способны информационно обеспечить процесс контроля за энергетическим состоянием основных объектов эксплуатации. Информативность таких работ возрастает при выполнении одновременного контроля за поведением системы «скважина-пласт».

Снижение производительности скважин и их малобитность может быть обусловлена естественными факторами (низкая проницаемость пород). Малая толщина пласта и высокая вязкость нефти) и искусственными, связанными с загрязнением призабойной зоны пласта в процессе бурения и эксплуатации. Если низкий дебит скважины обусловлен эксплуатационными причинами, то прежде всего необходимо проводить работы по восстановлению коэффициента продуктивности скважины.

Гидродинамические исследования являются одним из важнейших звеньев методики оценки пластов, поэтому данная тема привлекает к себе много внимания.

Направление гидродинамических исследований (ГДИ) в России и за рубежом постоянно совершенствуется в методическом и технологическом плане, а также модернизируется соответствующее программное обеспечение.

В настоящее время в ООО «ТНГ-Групп» разработаны и внедрены в производство новые технологии исследования действующих скважин.

В целом, проведение исследований действующих добывающих и нагнетательных скважин позволяет определять параметры и решать задачи, представляющие большой интерес для разработки нефтяных месторождений:

- прямое определение забойного давления, дебита и состава продукции в работающей скважине вместо косвенных оценок (расчет забойного давления по уровню, замер дебита и состава флюида на устье);
- определение относительного вклада каждого работающего интервала в добываемой продукции;
- мониторинг динамики работы скважины во времени без извлечения насоса и привлечения бригад ПРС и КРС;
- определение причин изменения дебита и состава продукции (изменение работающей мощности, появление заколонных перетоков флюида и др.);
- определение положения ВНК в перфорированных пластах при работе скважины;
- определение необходимости оптимизации режима работы, капитального ремонта, других геолого-технологических мероприятий;
- проведение площадного гидродинамического мониторинга (гидропрослушивания), когда предлагаемые технологии применяются в нескольких гидродинамически связанных скважинах с целью изучения их взаимовлияния по пластам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. - М.: МАКС Пресс, 2008. - 476 с. ISBN 978-5-317-02630-1
2. Эрлагер.Р Гидродинамические методы исследования скважин, одиннадцатое издание 2003, перевод с английского, М, 2007, 512 с
3. Хисамов Р.С. и др. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. М., ВНИИОЭНГ, 2000, 226 с.
4. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Промыслово-геофизический контроль. Новые задачи. Новые возможности. Новые приоритеты, Каротажник, № 96, 2002.
5. Регламент скважинных исследований. Часть I. Гидродинамические исследования скважин. ОАО «Сибнефть», 2003.
6. Поиск, разведка и разработка месторождений нефти и газа. Правила гидродинамических исследований скважин и пластов. Проект национального стандарта, Вестник ЦКР, №2, 2007.
7. Камартдинов, М.Р., Кулагина, Т.Е., Гидродинамические исследования скважин: Анализ и интерпретация данных. – Томск, 2010.