



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГАЗПРОМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА»
КОМПАНИЯ «ШЛЮМБЕРЖЕ ЛОДЖЕЛКО ИНК.»

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ОБОСНОВАНИЮ ПОДСЧЁТНЫХ ПАРАМЕТРОВ
ЗАЛЕЖЕЙ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
ПО ДАННЫМ ГИС И НОВЫМ МЕТОДАМ ГДК-ОПК
ПРИ ПОСТАНОВКЕ НА УЧЁТ И ПЕРЕВОДЕ УВС
В ПРОМЫШЛЕННЫЕ КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ**

МОСКВА
2015

**ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ГАЗПРОМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА» (ООО «ГАЗПРОМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА»)
КОМПАНИЯ «ШЛЮМБЕРЖЕ ЛОДЖЕЛКО ИНК.»**

“СОГЛАСОВАНО”

Член Правления,
начальник Департамента
ПАО «Газпром»

 В.В. Черепанов

« 30 » сентября 2015 г.

Одобрено протоколом заседания
секции углеводородного сырья
Экспертно-технического совета
Федерального бюджетного учреждения
«Государственная комиссия по запасам
полезных ископаемых» от 23.09.2015

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБОСНОВАНИЮ ПОДСЧЁТНЫХ
ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПО ДАННЫМ
ГИС И НОВЫМ МЕТОДАМ ГДК-ОПК ПРИ ПОСТАНОВКЕ НА УЧЁТ И
ПЕРЕВОДЕ УВС В ПРОМЫШЛЕННЫЕ КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ**

**Москва
2015**

Методические рекомендации по обоснованию подсчетных параметров залежей в терригенных отложениях по данным ГИС и новым методам ГДК-ОПК при постановке на учёт и переводе УВС в промышленные категории запасов.

Под редакцией Свихнушина Н. М.

СОСТАВИТЕЛИ:

от ПАО «Газпром» - В.В. Черепанов, С.К. Ахмедсафин, В.В. Рыбальченко, Ю.И. Пятницкий, А.Н. Рыбьяков

от компании «Шлюмберже Ложелко Инк.» - Л.Г. Абдрахманова, В.А., Блинов, М.Д. Ивашин, В.А. Крупеев, С.В. Новиков, Н.М. Свихнушин, М.И. Хазиев

от ООО «Газпром геологоразведка» - А.В. Давыдов, С.Г. Крекнин, В.Н. Хоштария, А.А. Мартын, С.А. Курдин, С.Е. Дмитриев

от ООО «НАЭН-Консалт» - А.Н. Шандрыгин, В.А. Карпов, Е.В. Агафонова

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор ФБУ «ГКЗ»
И.В. Шпуров
«___» _____ 2015 г.

ПРОТОКОЛ

Заседания секции углеводородного сырья
Экспертно-технического совета Федерального бюджетного учреждения
«Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»

г. Москва

23 сентября 2015г.

Присутствовали:

В.С.Ульянов	Главный геолог, руководитель секции углеводородного сырья
А.Е.Растрогин	Зам. генерального директора, член секции углеводородного сырья
М.И.Саакян	Зам. генерального директора, член секции углеводородного сырья
В.И.Петерсилье	Эксперт, член ГКЗ Роснедра, член секции углеводородного сырья
С.И.Билибин	Эксперт, член ГКЗ Роснедра, член секции углеводородного сырья
Ж.С. Джансугурова	Начальник отдела УВС, секретарь секции углеводородного сырья
К.П.Ямпольский	Начальник отдела ТЭО КИН, секретарь секции углеводородного сырья
Е.П.Атяшева	Эксперт
Е.В.Погонищева	Эксперт
А.Г.Авербух	Эксперт
П.Т.Котов	Эксперт
А.Н.Тимонин	Эксперт
В.Н.Серегина	Эксперт
А.А.Бовыкин	Эксперт
К.Е.Закревский	Эксперт
Н.В.Демушкина	Эксперт
В.Л.Шустер	Эксперт
Н.В.Дорофеев	Эксперт
Ю.А.Малыгин	Эксперт

А.Ю.Николаев	Эксперт
--------------	---------

Авторы работы:

От Компании «Шлюмберге Лоджелко, Инк.»:

М.Д. Ивашин	Руководитель группы
Е.В. Сазонова	Руководитель отдела
В.А. Блиннов	Ведущий инженер-разработчик
М.И.Хазиев	Инженер-разработчик
С.В.Новиков	Инженер-разработчик
Л.Г.Абдрахманова	Петрофизик

От ООО «Газпром геологоразведка»:

В.Н. Хоштария	Начальник Управления
А.А. Мартын	Зам. начальника Управления
С.Е.Дмитриев	Зам. начальника геологического отдела

От ПАО «Газпром»:

Ю.И. Пятницкий	Зам. начальника Управления
А.Н.Рыбьяков	Начальник отдела

От ОАО «НК «Роснефть»:

Л.В. Валова	Начальник Управления
В.И. Богатов	Зам. начальника Управления

От ПАО «Лукойл»:

О.А. Неяглова	Начальник отдела
---------------	------------------

Председательствовал

И.В. Шпуров

ПОВЕСТКА ДНЯ:

рассмотрение работы: «Методика обоснования параметров залежей УВС для постановки на учет по промышленным категориям по комплексу ГИС – ОПК – ГДК в терригенных отложениях расположенных на морском шельфе».

I. Слушали:

1.1. Сообщение авторов (доклад Ивашина М.Д. – руководителя группы интерпретации ГДИС компании Schlumberger).

1.2. Экспертные заключения: Билибина С.И., Петерсилье В.И., Гавуры А.В.

1.3. В обсуждении работы приняли участие: Саакян М.И., Растрогин А.Е., Ульянов В.С., Петерсилье В.И., Неяглова О.А., Султанов Т.А.

II. Секция нефти и газа ЭТС ФБУ «ГКЗ» отмечает:

Рассматриваемая работа является весьма актуальной при оценках геолого-промысловых параметров разведываемых на морских шельфах залежей УВС при постановке на учет и переводу запасов УВС в промышленные категории.

В работе рассмотрены требования нормативных документов к параметрам залежей УВС, предъявляемые к запасам промышленных категорий и методы получения этих параметров. Отмечено, что в настоящее время количественные оценки ряда параметров – таких как оценки начальных пластовых давлений, отборы представительных проб УВС для установления их свойств в стандартных и пластовых условиях, гидродинамические параметры продуктивных пластов, потенциальные и абсолютные дебиты нефти, газа и конденсата; рекомендуется проводить по результатам опробования в интервалах перфорации в эксплуатационной колонне продуктивных пластов.

В работе отмечается, что разработанные в настоящее время современные испытатели пластов на кабеле позволяют количественно оценивать перечисленные параметры в необсаженных скважинах. При этом в зависимости от геолого-технических условий в скважинах могут быть подобраны соответствующие модули приборов и технология проведения исследований, позволяющая получить достоверные величины соответствующих параметров. Это существенно ускоряет и удешевляет процесс оценки залежей УВС, что является актуальным при проведении геологоразведочных работ на континентальном шельфе Российской Федерации.

В работе рассмотрены геолого-технические условия разрезов скважин, вскрывающих продуктивные песчано-глинистые отложения и влияние их на результаты ОПК. Исследован комплекс различных петрофизических параметров продуктивных разрезов, оцениваемых по комплексу ГИС, которых проектируется оптимальный комплекс модулей ОПК и технология его применения.

На примере модульного испытателя пластов – MDT компании Шлюмберге рассмотрены технические характеристики и возможности подобных приборов. При

исследованиях могут быть использованы приборы и других компаний с возможностями, аналогичными прибору MDT.

Рассмотрены возможности оценки начальных пластовых давлений залежей, показано, что значения пластовых давлений, полученных приборами MDT, отличаются от величин, измеренных в интервалах перфорации не более чем на 1,5% (относительных). Более того, результаты таких исследований позволяют получить кривые градиентов давлений, что, в свою очередь, позволяет установить положения ВНК, ГНК, ГВК и дать оценку возможной гидродинамической связи залежей.

Анализ результатов отбора представительных проб пластовых флюидов показал, что приборами MDT можно отбирать представительные пробы, контролируя качество отбираемого в процессе откачки флюида. Отобранные пробы, кроме интегральных характеристик свойств УВС, позволяют оценить изменение этих характеристик по разрезу скважин.

Анализ результатов оценки гидродинамических параметров пластов, полученных при проведении исследований приборами MDT, показывает, что представленные материалы позволяют делать количественные оценки параметров в интервалах исследований. Однако, получение интегральных гидродинамических характеристик продуктивных интервалов требует дополнительной проверки на более представительном материале.

В представленной работе даны рекомендации по выбору модулей приборов MDT при решении геолого-промысловых задач в различных геолого-технических условиях.

III. Секция нефти и газа ЭТС ФБУ «ГКЗ» постановляет:

1. Представленную на ЭТС работу: «Методика обоснования подсчетных параметров залежей, расположенных на морском шельфе, по данным расширенного ГИС и новых методов ГДК-ОПК и постановке на учёт промышленных запасов УВС» **одобрить**.
2. Результаты, приведенные в «Методических рекомендациях по обоснованию подсчетных параметров залежей в терригенных отложениях по данным ГИС и новым методам с ГДК – ОПК, постановке на учёт и переводу УВС в промышленные категории запасов» рекомендовать для практического использования компаниям-операторам при подготовке для постановки на учёт и переводу запасов УВС в промышленные категории.

3. Представленные «Методические рекомендации . . .» апробировать в других регионах РФ и на различных типах месторождений с целью расширения области её применения.

Руководитель секции углеводородного сырья



В.С.Ульянов

Секретарь секции углеводородного сырья



Ж.С. Джансугурова

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	8
СПИСОК РИСУНКОВ	10
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	11
ВВЕДЕНИЕ.....	12
1. ТРЕБОВАНИЯ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ К ОБОСНОВАНИЮ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ УВС С ЗАПАСАМИ ПРОМЫШЛЕННОЙ КАТЕГОРИИ.....	13
1.1 ЗАДАЧИ И КОМПЛЕКСЫ ИХ РЕШЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ПОЛУЧЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОТНЕСЕНИЯ ЗАПАСОВ УВС К ПРОМЫШЛЕННОЙ КАТЕГОРИИ	13
2. ВХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ, НЕОБХОДИМАЯ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ОБЪЕМА ИССЛЕДОВАНИЙ И КОМПЛЕКСА ОПК	15
2.1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ХАРАКТЕР НАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ РАЗРЕЗОВ.	15
2.2 ЗАДАЧИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КОМПЛЕКСА ГИС ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ОБЪЕМОВ РАБОТ КОМПЛЕКСОМ ГДК–ОПК.	17
3. ОЦЕНКА ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ И ПОСТРОЕНИЕ ГРАДИЕНТОВ ДАВЛЕНИЯ	22
4. ОПК: ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ И ОТБОР ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ.....	26
4.1 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ОТБОРА ПРЕДСТАВИТЕЛЬНЫХ ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ.	26
4.1.1 РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИ ОТБОРЕ ПРОБ ГАЗА.	27
4.1.2 РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИ ОТБОРЕ ПРОБ НЕФТИ.	27
4.1.3 РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИ ОТБОРЕ ПРОБ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ.....	29
4.2 ПЛАНИРОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ОТБОРА ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПА РАЗРЕЗА И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ.	30
5. ИЗМЕРЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ: КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОНИЦАЕМОСТИ, ПРОВОДИМОСТИ И ПРОДУКТИВНОСТИ	33
5.1 ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ПО ИД И КВД.	33
5.2 ИНТЕГРИРОВАНИЕ ИНТЕРВАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПРОДУКТИВНЫЙ РАЗРЕЗ В ЦЕЛОМ.	36

5.3 ВОЗМОЖНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО ПАКЕТА SWPM.	41
5.4 ПЛАНИРОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ИССЛЕДОВАНИЙ	42
5.5 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ МЕТОДАМИ ГДИС.	44
5.6 ОГРАНИЧЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОПК В НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ И ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ РАЗРЕЗАХ.	46
6. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ КОМПЛЕКСОВ ГИС И ГДИС, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ ПО ЗАЛЕЖИ ДЛЯ ОТНЕСЕНИЯ ЗАПАСОВ К КАТЕГОРИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ.....	50
6.1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ЗАЛЕЖЕЙ УВС НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОТНЕСЕНИЯ ЗАПАСОВ К ПРОМЫШЛЕННЫМ КАТЕГОРИЯМ.	50
6.2 ИССЛЕДОВАНИЯ ОПК. ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАНИЙ И КОНФИГУРАЦИИ КОМПЛЕКСА МОДУЛЕЙ.	51
6.3 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ОПК.	54
6.4 ИССЛЕДОВАНИЯ ОПК. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ.....	55
6.5 КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ОПК – ИПТ.....	57
6.6 ПРИМЕР ПЛАНИРОВАНИЯ ПРОГРАММЫ ОПК.	58
6.7 КРАТКИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МОДУЛЬНОГО ИСПЫТАТЕЛЯ ПЛАСТОВ MDT.	61

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:	64
---	----

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 2.1. Схемы морфологии песчано-глинистых разрезов, накапливающихся в условиях палеоделъта, мелководного шельфа. 1 - песчаники; 2 - глины; I, II, III - первый, второй и третий типы разрезов.	16
Рис. 3.1 Результаты измерения пластового давления по стволу скважины, расчеты градиентов давления и установления флюидальных контактов.	23
Рис. 3.2. Профили давления, построенные по трём скважинам, позволяют оценить гидродинамическую связь между разными блоками одного месторождения	24
Рис. 4.1. Диаграмма ОПК при опробовании газонасыщенного интервала	28
Рис. 4.2. Диаграмма ОПК при опробовании нефтенасыщенного интервала. ...	29
Рис. 4.3. Диаграмма ОПК при опробовании водонасыщенного интервала.	30
Рис. 4.4. Пример иллюстрации изменения PVT свойств газа и нефти с глубиной. ...	32
Рис. 5.1. Интервальные испытания с MDT, регистрация ИД и КВД при опробовании.....	34
Рис. 5.2. Производная кривой восстановления давления с результатами интерпретации	35
Рис. 5.3. Пример интервальных испытаний с MDT, регистрация ИД в ходе опробования – зависимость депрессии на пласт от производительности насоса. .	35
Рис. 5.4. Схема опробования продуктивного пласта (а) в колонне, (б) приборами ОПК.	36
Рис. 5.5 Объем исследований ГДИ в газонасыщенной части	39
Рис. 5.6. Пример зависимости Кпр(ГИС) – Кпр(ОПК).	40
Рис. 5.7. Сравнение ИД, полученных по фактическим данным ИПТ, в ходе первоначального моделирования, а также после проведения калибровки.	41
Рис. 5.8 Распределение Кпр продуктивных газонасыщенных коллекторов в монолитном разрезе.	43
Рис. 5.9. Палетка для выбора модуля ОПК (двойной пакер или радиальный зонд) от толщины пласта и подвижности флюида.	49
Рис. 6.1 Исходные данные ГИС и результаты интерпретации по одной из скважин, расположенной на шельфе Охотского моря.	59
Рис. 6.2. Разделение общей мощности продуктивного разреза (а) – газонасыщенной части; (б) - нефтенасыщенной части скважины на толщины по отдельным классам коллекторов, выделенных по проницаемости Кпр ГИС.	60
Рис. 6.3 Модули для контакта с пластом	61
Рис. 6.4 Фокусированный прижимной зонд типа Quicksilver.....	61
Рис. 6.5 Компоновка приборов MDT	63

СПИСОК ТАБЛИЦ

Табл. 1.1. Необходимые задачи для обоснования параметров и свойств залежей УВ для отнесения их запасов к промышленной категории и комплексы для их решения.	13
Табл. 2.1. Методы ГИС, рекомендуемые для решения задач оценки основных подсчетных параметров коллекторов и планирования работ по испытанию пластов ГДК-ОПК.	21
Табл. 5.1 Пример оценки Кпрод по данным ОПК с использованием математической статистики	37
Табл. 5.2. Сравнение возможностей методов ОПК и ИПТ при оценке продуктивности пласта и добычных возможностях скважины.....	45
Табл. 5.3. Сводная таблица с параметрами моделирования испытаний.	47
Табл. 6.1. Таблица планирования примерных объемов исследований комплексом ОПК в различных геологических разрезах.	52
Табл. 6.2. Выполненный и рекомендуемый объемы исследований MDT.	58

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее руководство составлено по результатам работы «Методика обоснования подсчетных параметров залежей, расположенных на морском шельфе, по данным ГИС и новых методов ГДК – ОПК и постановке на учет промышленных запасов УВС». Целью настоящего руководства является ознакомление Пользователей с перечнем задач по обоснованию подсчетных параметров залежей УВС, которые решаются с применением комплекса испытателей пластов на кабеле – ОПК, в частности аппаратуры MDT компании Шлюмберже; ознакомление с методикой обоснования и планирования объемов исследований различными модулями ОПК, технологией проведения исследований, интерпретацией результатов.

Рекомендации, данные в настоящей работе выработаны и основаны на опыте проведения исследований, а также технических характеристиках модулей прибора MDT компании Шлюмберже и могут быть использованы для решения описанных задач при помощи аналогичных приборов ОПК, не уступающих по техническим параметрам прибору MDT.

1. ТРЕБОВАНИЯ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ К ОБОСНОВАНИЮ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ УВС С ЗАПАСАМИ ПРОМЫШЛЕННОЙ КАТЕГОРИИ

1.1 ЗАДАЧИ И КОМПЛЕКСЫ ИХ РЕШЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ПОЛУЧЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОТНЕСЕНИЯ ЗАПАСОВ УВС К ПРОМЫШЛЕННОЙ КАТЕГОРИИ

Классификация запасов залежей УВС как промышленных обуславливает повышенные требования к обоснованию подсчетных параметров таких залежей. Эти требования сформулированы в ныне действующей временной Классификации запасов и ресурсов [17] и Классификации запасов, вводимой в действие с 01.01.2016г. [1], но наиболее подробно изложены в Инструкции по применению классификации запасов [2] и в ГОСТ Р 53713-2009 Правила разработки [3].

Табл. 1.1 Необходимые задачи для обоснования параметров и свойств залежей УВ для отнесения их запасов к промышленной категории и комплексы для их решения.

№	Требования нормативных документов к параметрам и свойствам, необходимым для отнесения запасов УВ к промышленной категории.	Комплексы исследований			
		Керн	ГИС	ГДИС	
				ОПК	ИПТ
1	Положение продуктивного пласта в разрезе		+		
2	Литологические особенности продуктивных пластов – вещественный состав, тип коллектора	++	+		
3	Толщины пластов, Нэф нефтегазонасыщенных коллекторов, ФЕС, Кнг	+	+		
4	Коэффициенты вытеснения, относительные фазовые проницаемости, капиллярметрия	+			
5	Положения ГНК, ГВК, ВНК		+	+	
6	Начальные пластовые давления, градиенты давления			++	+
7	Состав и свойства УВ флюидов в стандартных и пластовых условиях, свойства и состав пластовых вод*			+	+
8	Исследование гидродинамической связи залежей в блоках и с законтурной областью			+	++
9	Исследования коэффициентов продуктивности, гидропроводности, проводимости			+	+
10	Оценка абсолютно свободного дебита газа, начальных дебитов нефти, конденсата, пластовой воды				+

* - имеется в виду отбор кондиционных проб пластовых флюидов; ++ - более широкие возможности метода.

Выполнение этих требований обеспечивается путем включения в геологоразведочный процесс различных видов исследований [5, 8, 9, 10 и др]. В Табл. 1.1 перечислены основные требования новой Классификации запасов УВС к оценкам параметров залежей и свойств пород, коллекторов, флюидов, которые должны быть изучены различными методами ГИС-ГДИС. Как следует из приведенной таблицы, для отнесения запасов к категории промышленных необходимым является применение

всех перечисленных методов. Таким образом, ускорить процесс подготовки запасов по промышленной категории возможно путем оптимального комплексирования объемов исследования, прежде всего теми методами, результаты которых позволяют получить оценку одного и того же параметра.

Решение первых 5-и задач, прежде всего, проводится по результатам исследований керна и комплекса ГИС. В представленной работе, предложенная методика количественной интерпретации комплекса ГИС для оценки параметров, разработана и использована для обоснования объемов гидродинамических исследований ОПК, однако рекомендованные комплексы ГИС и методики их интерпретации полностью отвечают требованиям количественной оценки и обоснования параметров, входящих в формулу подсчета запасов объемным методом [7].

Задачи 6, 7, 8, 9, 10 Табл. 1.1 решаются гидродинамическими методами исследований комплексами приборов на кабеле или на трубах в открытом стволе и в колонне, при этом необходимо заметить, что оценки начального дебита нефти и конденсата, абсолютно свободного дебита газа прямым путём решается только в процессе опробования пластов на трубах или в колонне.

2. ВХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ, НЕОБХОДИМАЯ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ОБЪЕМА ИССЛЕДОВАНИЙ И КОМПЛЕКСА ОПК

2.1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ХАРАКТЕР НАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ РАЗРЕЗОВ

Задачи по обоснованию подсчетных параметров, перечисленные в Табл. 1.1, решаются путем выполнения следующих видов работ комплексом ОПК в скважинах:

- ▶ Измерения пластового давления по разрезу с оценками $K_{пр}/\mu$ по регистрируемому кривым падения давления.
- ▶ Отбор проб для подтверждения характера насыщенности, уточнения межфлюидальных контактов и определения свойств УВ флюидов и пластовой воды в стандартных и поверхностных условиях.
- ▶ Измерение индикаторных диаграмм – ИД, кривых восстановления давления – КВД с целью оценки $K_{гидр}$, $K_{пр}$, $K_{прод}$.

Планирование объема исследований и выбор соответствующего комплекса модулей ОПК производится для каждой скважины индивидуально, исходя из поставленных задач и геолого-технических условий исследуемого разреза. Исходными данными для этого являются результаты количественной интерпретации комплекса ГИС, по данным которой в разрезе скважины визуально оценивается тип морфологии интервалов разреза. В песчано-глинистых разрезах по морфологии строения рекомендуются следующие типы:

I. Первый тип – монолитный – относительное содержание коллекторов продуктивного горизонта в разрезе конкретной скважины – коэффициент песчаности $\Sigma h_{кол.}/H_{гор.} > 0,5$ где $\Sigma h_{кол.}$ – суммарная толщина коллекторов, $H_{гор.}$ – толщина продуктивного горизонта; минимальная толщина пластов-коллекторов $h_{мин.} > 10$ м (в пределах единого пласта допускается наличие тонких до 0,5 – 1 м пропластков неколлекторов некоррелируемых в соседних скважинах).

II. Второй тип – расчлененный – коэффициент песчаности $\Sigma h_{кол.}/H_{гор.} = 0,2 - 0,5$; число пластов-коллекторов N в интервале вскрытого скважиной – более 3; минимальная толщина пластов-коллекторов 2 м и более, толщины не коллекторов более 2 м.

III. Третий тип – неоднородный – коэффициент песчаности $\Sigma h_{кол.}/H_{гор.} < 0,2$; число пластов-коллекторов в интервале продуктивного горизонта вскрытого скважиной – 3 и более, минимальная толщина пластов-коллекторов 1 м и более, толщины не коллекторов 2 м и более. В типе разреза неоднородный выделяется подтип разреза **тонкослоистый**, который характеризуется переслаиванием коллекторов и неколлекторов толщиной менее метра, а часто десятки сантиметров.

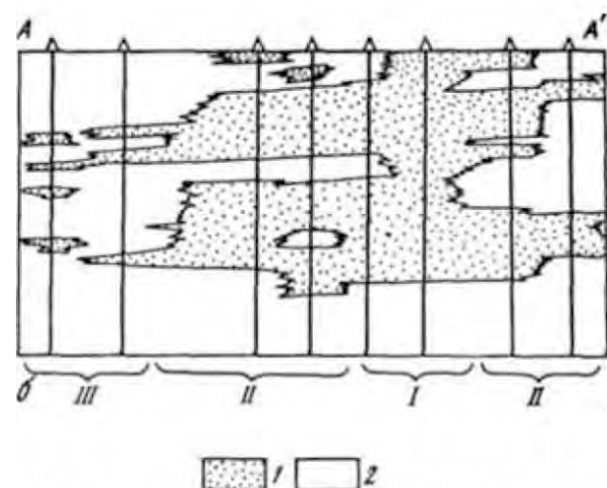


Рис. 2.1. Схемы морфологии песчано-глинистых разрезов, накапливающихся в условиях палеодельты, мелководного шельфа. 1 – песчаники; 2 – глины; I, II, III – первый, второй и третий типы разрезов.

На Рис. 2.1 схематически показаны типы разрезов в песчано-глинистых отложениях.

Анализ величин ФЕС, особенно Кпр, пород и коллекторов песчано-глинистых отложений показывает, что они изменяются в широких пределах. По величине коэффициента проницаемости предлагается деление коллекторов на 5 классов: 1 класс – Кпр более 1000 мД, 2 класс – Кпр = 100 мД – 1000 мД, 3 класс – Кпр = 10 мД – 100 мД, 4 класс – Кпр = 1 мД – 10 мД, 5 класс – Кпр < 1 мД. Такое деление необходимо для обоснования (количества точек или интервалов исследований) гидродинамических параметров комплексом ОПК для последующего интегрирования этих параметров на продуктивный пласт в целом.

Следующим показателем, необходимым для планирования исследований ОПК, является характер насыщенности разреза продуктивного горизонта. Если в продуктивном разрезе присутствуют газоносная, нефтеносная и водоносная части, то планирование видов исследований и их объемов необходимо проводить для каждой части разреза отдельно.

Таким образом, при проектировании объемов работ ГДК-ОПК¹ с целью получения необходимых параметров залежи для обоснования запасов УВ по промышленной категории необходимо учитывать следующие геологические особенности разрезов:

1. Тип морфологии разреза.
2. Величины ФЕС и их неоднородность.
3. Характер насыщенности коллекторов продуктивного горизонта.

При планировании технологии работ ГДК-ОПК необходимо принимать во внимание:

- ▶ глубину зоны проникновения ФБР в продуктивный коллектор, которая может быть оценена по комплексу ГИС;
- ▶ тип бурового раствора, на котором производилось вскрытие продуктивной части разреза.

Глубина проникновения при отборе проб ОПК учитывается только на качественном уровне, содержание ФБР в отбираемых пробах контролируется в процессе отбора.

¹ ГДК – гидродинамический каротаж (включает в себя профилирование пластовых давлений)
ОПК – опробования пластов на кабеле (включает в себя отбор РВТ проб и ГДИ)

2.2 ЗАДАЧИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КОМПЛЕКСА ГИС ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ОБЪЕМОВ РАБОТ КОМПЛЕКСОМ ГДК-ОПК

На этапе планирования работ ГДК-ОПК во вновь пробуренной скважине для выбора оптимальной технологии и объемов исследований для получения надежных величин подсчетных параметров, обеспечивающих возможность отнесения запасов залежей УВ к категории промышленных, необходима **оперативная оценка по ГИС** следующих характеристик вскрытого разреза скважины:

1. Технического состояния ствола скважины, глубины и объемов вывалов на стенках в продуктивных интервалах разреза, толщины глинистой/шламовой корки, глубины зоны проникновения фильтрата бурового раствора.
2. Выделение коллекторов.
3. Тип разреза по морфологии, вертикальной расчлененности разреза и неоднородности пластов по ФЕС.
4. Предварительные количественные оценки коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности и проницаемости; выделение в разрезе различных классов пород по проницаемости и оценка их суммарных толщин.
5. Характера насыщения коллекторов и положения флюидальных контактов.

Далее приводятся рекомендации по способам решения перечисленных задач и выбору оптимального комплекса ГИС с целью оперативной оценки необходимых параметров для эффективного планирования работ ГДК-ОПК.

1). Состояние ствола скважины оценивается по кривым кавернометрии. В зависимости от величины измеренного диаметра скважины принимается решение о возможности/невозможности проведения исследований той или иной модификацией приборов ОПК в различных интервалах разреза. В интервалах консолидированных пород могут быть использованы любые модификации зондов – прижимной зонд, зонд двойного пакера, радиальный зонд типа «Сатурн». В условиях рыхлых пород, когда фактический диаметр скважины близок к номинальному при проведении ОПК рекомендуется использование радиального зонда.

Проникновение фильтрата бурового раствора происходит в проницаемые породы и является прямым качественным признаком коллектора. По материалам ГИС наличие или отсутствие проникновения может фиксироваться по: а) сужению диаметра скважины на кривых кавернометрии за счет формирования глинистой или шламовой корки на стенке скважины; б) радиальному градиенту УЭС, измеренных зондами с разной глубиной исследований (многозондовые боковой или индукционный каротаж). По данным этих видов каротажа может быть оценена глубина зоны проникновения на качественном или количественном уровне. По опыту работы с терригенными отложениями на морском шельфе, установлено, что: а) глубина зоны проникновения в высокопроницаемых коллекторах I и II класса, как правило, минимальна за счет быстрого формирования в них зоны кольматации, а в других коллекторах она может достигать значительных величин – от 2 до 5 Дскв; б) время откачки до получения

кондиционных проб флюида при гидродинамических исследованиях тесно связано с фильтрационными свойствами коллекторов и глубиной проникновения. Все это следует учитывать при планировании времени на проведение работ с ОПК для каждого из выделенных классов коллектора.

2). Неоднородность отложений по ГИС. На этапе оперативной интерпретации для планирования объемов и комплексов ГДК-ОПК оценка вертикальной неоднородности проводится визуально на качественном уровне. Прежде всего по результатам микробокового каротажа высокого и стандартного разрешения, выделяются интервалы тонкослоистого разреза. В остальной части разреза, в зависимости от общей толщины пласта и его расчлененности, исследуемый интервал по морфологии относится к I, II или III типу. В пределах одного морфологического типа разреза, по величине коэффициента вариации проницаемости, породы разделяются на однородные – Квар $<0,5$ и неоднородные Квар $>0,5$. Опыт показывает, что по этому показателю разделение пород отмечается только в разрезах I типа. Породы в разрезах II и III типов характеризуются как неоднородные. Тем не менее подобное разделение необходимо для обоснования объемов и выбора интервалов измерений гидродинамических параметров приборами ОПК в разрезах различной морфологии.

3). Выделение коллекторов в песчано-глинистых разрезах по комплексу ГИС осуществляется по качественным признакам и количественным критериям. Качественные признаки коллектора проявляются в большинстве продуктивных песчано-глинистых разрезов, основные из них следующие: прямые - проникновение ФБР в коллектора, которое проявляется наличием радиального градиента сопротивлений; наличием глинистой/шламовой корки; положительного расхождения по кривым микро-потенциал и микро-градиент зондов; косвенные - пониженные аномалии ГК, отрицательные аномалии на кривых СП. Отдельные признаки могут уточняться для конкретных залежей и условий их вскрытия.

Количественные критерии характеризуются величинами нижних пределов ФЕС, либо отдельных петрофизических параметров (R_p крит., A_{ps} гр, ΔI_y гр. и др.). Как правило, величины нижних пределов устанавливаются при ОПЗ и ПЗ индивидуально для конкретных залежей по результатам комплексного анализа данных стандартных и специальных исследований керна, ГИС и опробования. На этапе поискового и разведочного бурения при оперативной интерпретации данных ГИС для выбора объемов и комплексов ГДК-ОПК предпочтение при выделении коллекторов отдается прямым качественным признакам. В случае, когда прямые признаки не работают в условиях конкретного разреза, для выделения коллекторов могут быть использованы количественные критерии, установленные для исследуемых отложений данного либо соседних месторождений.

4). Для количественной оценки ФЕС пород могут быть применены как линейно-детерминистский подход, заключающийся в последовательной интерпретации отдельных методов ГИС с использованием, как правило, параметров и/или уравнений, полученных при построении зависимостей «кern-кern» или «кern-ГИС» для конкрет-

ных отложений, так и системный подход, сутью которого является одновременное решение всех уравнений, описывающих петрофизическую модель пород исследуемого разреза. Следует отметить, что чем точнее будет задана литологическая модель породы при решении системы уравнений, тем точнее будут оценки искомых параметров – пористости, нефтегазонасыщенности и проницаемости, в том числе при **оперативной интерпретации** с целью получения необходимых данных для планирования работ ГДК-ОПК. Для этого рекомендуется включать в комплекс исследований геохимический (литологический) каротаж, особенно на первых этапах разведки месторождения. Это особенно актуально также при бурении на утяжеленных баритом промывочных жидкостях, когда литоплотностной каротаж становится неинформативным, и при сложном полиминеральном составе пород (например, для полимиктовых песчаников с глинистым и карбонатным цементом). Таким образом, для количественных оценок ФЕС пород и нефтегазонасыщенности при разработке программы ГДК-ОПК на стадии поисково-оценочного и разведочного этапов рекомендуется системный подход к интерпретации, а в случае отсутствия такого инструмента – использование параметров и зависимостей, установленных для исследуемых отложений по данному (при ОПЗ) либо соседним месторождениям.

Коэффициент проницаемости в представленной методике является **основой для разделения пород в разрезе на классы и планирования объемов и комплексов исследований ГДК-ОПК**. В терригенных коллекторах порового типа K_{pr} может быть рассчитан по данным ядерно-магнитного каротажа, по волне Стоунли по данным широкополосной акустики, а также с использованием двумерных или многомерных эмпирических зависимостей от пористости и других параметров, установленных для конкретных отложений по данным керна. В отдельных интерпретационных пакетах (например, в программе ELAN Schlumberger) существует возможность при количественной интерпретации комплекса ГИС сразу рассчитывать проницаемость из пористости с учетом вклада отдельных литологических компонентов петрофизической модели. Наиболее **эффективным** способом оценки проницаемости для принятия **оперативных решений** по выработке программы испытаний ОПК-ГДК является **ядерно-магнитный каротаж в сильном поле**, который позволяет определять общую пористость пород вне зависимости от их литологии, а также проницаемость по всему разрезу скважины непосредственно в процессе каротажа. В газонасыщенных разрезах, пористость и проницаемость по ЯМК должны быть скорректированы за влияние присутствия легких УВ в зоне исследования прибора. Кроме того, коэффициенты в уравнениях для расчета проницаемости по ЯМК, а также величина отсечки времени поперечной релаксации T_2 могут быть уточнены по данным керна. По полученным значениям K_{pr} производится выбор необходимой модификации ОПК и планирование необходимого количества испытаний ГДК-ОПК, для чего все коллектора в разрезе скважины разделяются на классы по принятой классификации и оценивается их общая толщина в каждом классе.

5). Задача определения характера насыщения коллекторов, разделения их на газо-, нефте- и водонасыщенные и **установления положения межфлюидных контак-**

тов по данным ГИС должна быть решена на этапе планирования объемов исследований ГДК-ОПК по результатам методов электрометрии, широкополосного акустического каротажа, а также комплексной интерпретации ГИС. Распространенным способом является сопоставление измеренных в скважине удельных сопротивлений пластов (ρ_n) или их промытой зоны (ρ_{np}) с расчетными значениями этих сопротивлений $\rho_{вп}$ (или $\rho_{впп}$) для условий 100 %-ной насыщенности породы водой, а промытой зоны фильтратом ПЖ на водной основе. При этом, для расчета используются уравнения Дахнова-Арчи и параметры принятой для данных отложений геоэлектрической модели. Пласт содержит нефть или газ при $\rho_n > \rho_{вп}$ и $\rho_{np} > \rho_{впп}$. При $\rho_n = \rho_{вп}$ он водоносен. Кроме того, для разделения пород на газо- или нефте- и водонасыщенные могут быть использованы граничные значения ρ_n и K_v , установленные путем статистической обработки достоверных поинтервальных испытаний исследуемых пластов и/или с использованием определений относительных фазовых проницаемостей на керне. Интервалы газонасыщенных пород и положение ГНК в благоприятных условиях (высокая пористость, не очень глубокие ЗП, небольшая глинистость) могут быть установлены по материалам некоторых методов ГИС, на показания которых присутствие газа в зоне исследования прибора оказывает противоположное влияние: АК, ГГК, НК, ЯМК. Присутствие легких УВ в прискважинной зоне уменьшает объемную плотность, водородосодержание, скорости распространения упругих волн, общую пористость по ЯМК. Компенсируя между собой методы, на которые газ оказывает разнонаправленное влияние, можно выделять в разрезе газонасыщенные интервалы. По опыту работы с терригенными отложениями шельфа Сахалина, установлено, что лучшим из перечисленных методов в данных условиях является акустический каротаж и динамические модули упругости (а именно, модуль объемного сжатия ВМК и коэффициент Пуассона PR), которые рассчитываются из интервальных времен продольной и поперечной волн по АК и объемной плотности породы по ГГКп. Наиболее наглядной эта информация становится при представлении этих кривых в обратных масштабах: ВМК - 33 ± 0 , PR - 0 ± 0.5 , когда расхождение их в одну сторону указывает на газонасыщение, а в другую – на водонасыщение (в газоносной части разреза – это неколлектора).

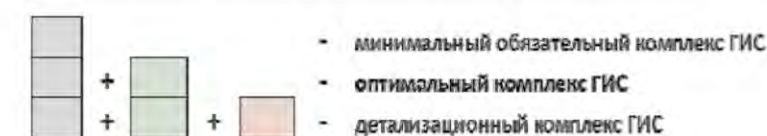
При планировании по данным ГИС объемов и комплекса ГДК-ОПК с целью получения величин подсчетных параметров, обеспечивающих возможность отнесения запасов залежей УВ к категории промышленных, на оперативную интерпретацию должно быть предоставлено не менее 24 часов с момента получения данных в КИП для выдачи рекомендаций по количеству точек и интервалам для проведения испытаний.

Рекомендуемые комплексы ГИС, которые могут решать описанные задачи с разной степенью точности и детальности, можно разделить на минимальный обязательный, оптимальный и детализационный комплексы – представлены в Табл. 2.1. Разные комплексы могут использоваться на этапе строительства поисковых, оценочных и разведочных скважин, т.е. в зависимости от степени изученности залежей (в том числе результатами ГИС, испытаний и представительным керном), а также в зависимо-

сти от технических условий проводки скважин и геологических особенностей изучаемых отложений. Как было отмечено выше, для газонефтенасыщенных полимиктовых песчано-глинистых отложений, в условиях, когда бурение скважин ведется на утяжеленных баритом хлор-калиевых полимерных растворах, для принятия оперативных и эффективных решений по планированию объема и комплекса исследований ГДК-ОПК оптимальным является наличие в комплексе ГИС, помимо стандартных методов (например, прибор Schlumberger PEX), ядерно-магнитного каротажа (типа CMR) – для оперативной оценки пористости, связанной водонасыщенности и проницаемости и разделения пород в разрезе скважины на классы; а также широкополосного акустического каротажа (прибор типа SonicScanner) – для предварительного установления положения межфлюидных контактов. На этапе поискового бурения, когда разрез еще в достаточной степени не охарактеризован керном, оптимальным является включение в комплекс геохимического каротажа – нейтрон-гамма спектроскопии, прибор типа LithoScanner для оценки литологии пород. Это становится совершенно необходимым в случае отсутствия, по разным причинам, в комплексе ГИС ядерно-магнитного каротажа, для возможности быстрой и корректной оценки пористости и проницаемости, с помощью комплексных интерпретационных пакетов и учетом литологии пород.

Табл. 2.1. Методы ГИС, рекомендуемые для решения задач оценки основных подсчетных параметров коллекторов и планирования работ по испытанию пластов ГДК-ОПК.

Геологические задачи	Методы ГИС										
	Стандартный комплекс						Электрометрия многоз.БК (ИК)	ЯМК	Геохимический (литологический)	Широкополос- акустика	Микро- имиджеры
	КВ	ГК	МБК	ГГКп	ГГКс	ННКт					
Оценка зоны проникновения ФБР											
Оценка неоднородности											
Оценка литологии и ФЕС											
Оценка проницаемости											
Выделение коллекторов											
Оценка характера насыщений и положений межфлюидных контактов (ГНК, ГВК, ВНК)											



Приборы Schlumberger :

Стандартный комплекс - PEX
 Электрометрия: 5-ти зондовый БК - HRLA; 5-ти зондовый ИК - AIT
 Ядерно-магнитный каротаж - CMR
 Геохимический каротаж - LithoScanner
 Акустический сканнер - SonicScanner
 Электрический микроимиджер - FMI

Детализационный комплекс включает также исследования микроимиджерами (прибор типа FMI) для решения ряда геологических задач (структурный, литолого-фациальный, седиментологический анализы и др.), а также наиболее точной оценки эффективных толщин и параметров коллекторов в тонкослоистом разрезе.

3. ОЦЕНКА ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ И ПОСТРОЕНИЕ ГРАДИЕНТОВ ДАВЛЕНИЯ

Одной из основных задач, решаемых с помощью ОПК является измерение пластового давления и температуры на различных глубинах по стволу скважины. Для замеров пластового давления могут быть использованы все типы компоновок ОПК: с прижимным зондом, модулем двойного пакера и радиальным зондом типа Сатурн.

Использование модуля двойного пакера и радиального зонда для замеров пластового давления можно рекомендовать при значениях подвижности (Кпр/μ) менее 1 мД/сП, а также в случае, когда не удалось получить достоверное значение пластового давления с помощью модуля прижимного зонда. Во всех остальных случаях рекомендуется использование модуля прижимного зонда, как наиболее оптимального с точки зрения оперативности выполнения исследований. Замер пластового давления с прижимным зондом выполняется путем отбора небольшого объема флюида из пласта (до ~30 см³), затем следует период восстановления давления до пластового значения.

Категория достоверности замера давления (высокая, удовлетворительная или низкая) выставляется инженером-интерпретатором на основании следующих основных факторов: расчетное значение подвижности (Кпр/μ), скорость изменения давления в конце замера, объем отбора флюида, воспроизводимость показаний манометра. На достоверность замера давления также влияют такие факторы, как эффект суперчарджинга², качество глинистой корки, её проницаемость, водоотдача раствора, влияние которых невозможно оценить количественно.

Результаты замеров пластового давления, полученные приборами типа MDT с достаточной достоверностью и точностью, позволяют установить пластовые давления в залежи. Сопоставление результатов измерений Рпл MDT и ИПТ(DST) показало, что относительные расхождения находятся в пределах +-0,1%. **Таким образом, измерения Рпл прибором ОПК полностью обеспечивает оценку этого параметра с точностью, удовлетворяющей требованиям запасов УВС категории промышленных.**

Одним из преимуществ замеров давления при помощи приборов типа MDT перед ИПТ, является возможность получить профиль давлений по стволу скважины и рассчитать кривую градиента давления (ΔР/ΔН). Получив ее, можно определить плотность пластовых флюидов, а также, в некоторых случаях, установить положение контактов – ГНК, ВНК, ГВК в разрезе одной скважины.

На Рис. 3.1 показан пример результатов замеров Рпл по стволу скважины и рассчитанные по ним градиенты давления, по которым четко устанавливаются положения ГНК, ВНК. Установленные положения контактов подтверждены результатами отбора проб (трек2).

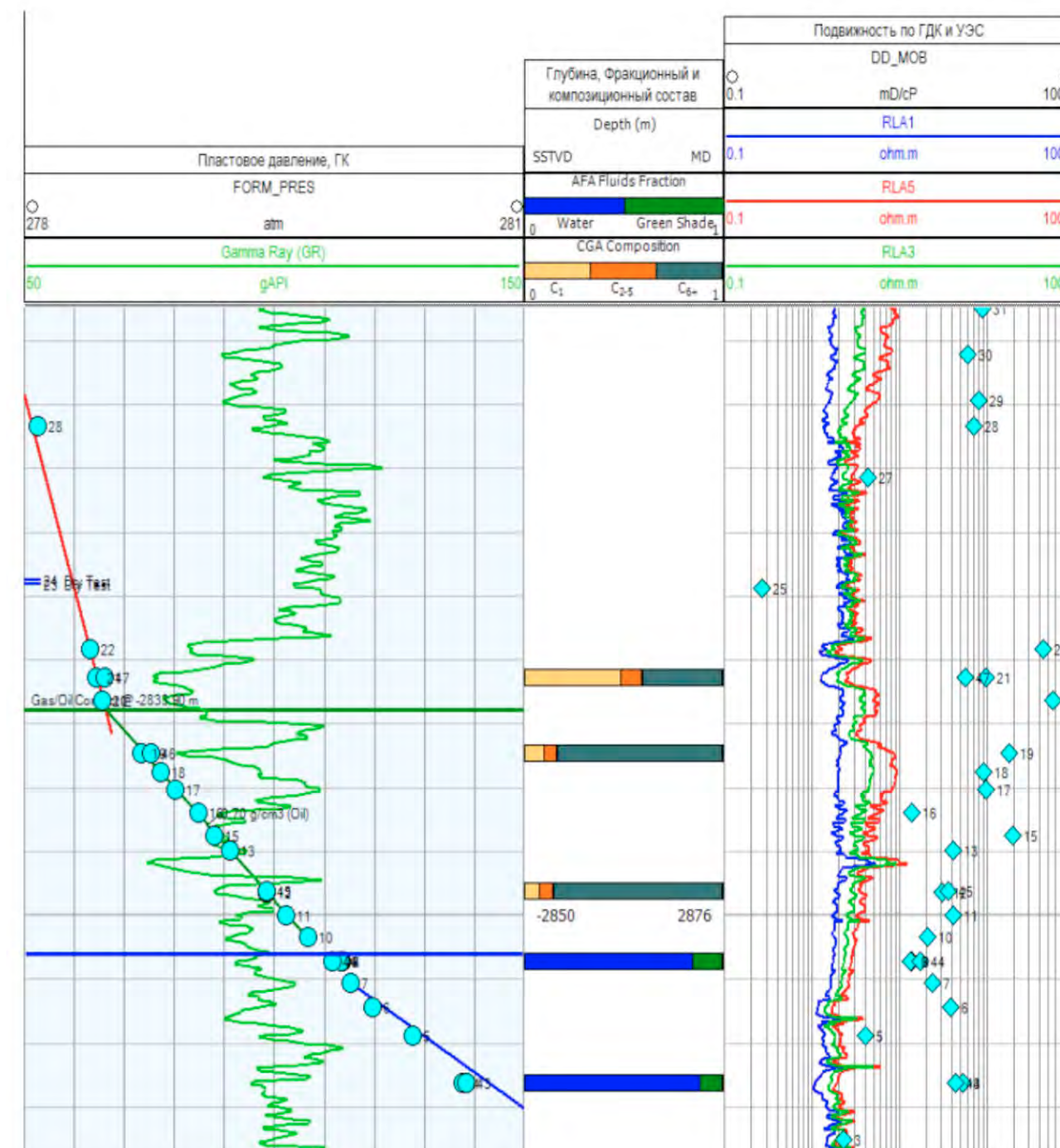


Рис. 3.1 Результаты измерения пластового давления по стволу скважины, расчеты градиентов давления и установления флюидальных контактов.

Эта возможность измерения Рпл приборами ОПК является существенным преимуществом, поскольку позволяет решать дополнительные геологические задачи.

Комплексный анализ градиентов и профилей давлений по нескольким скважинам на неразрабатываемых залежах, позволяет выявить гидродинамическую сообщаемость/разобщенность коллекторов по разрезу и по простиранию с точки зрения пластового давления. Пример такого анализа приведен на Рис. 3.2.

²Эффект суперчарджинга, т.е. превышения давления в призабойной зоне пласта над истинным пластовым. Данный эффект обусловлен фильтрацией бурового раствора в пласт через глинистую корку и в основном проявляется в низкопроницаемых коллекторах (обычно при $k/\mu < 10 \text{ мД/сП}$).

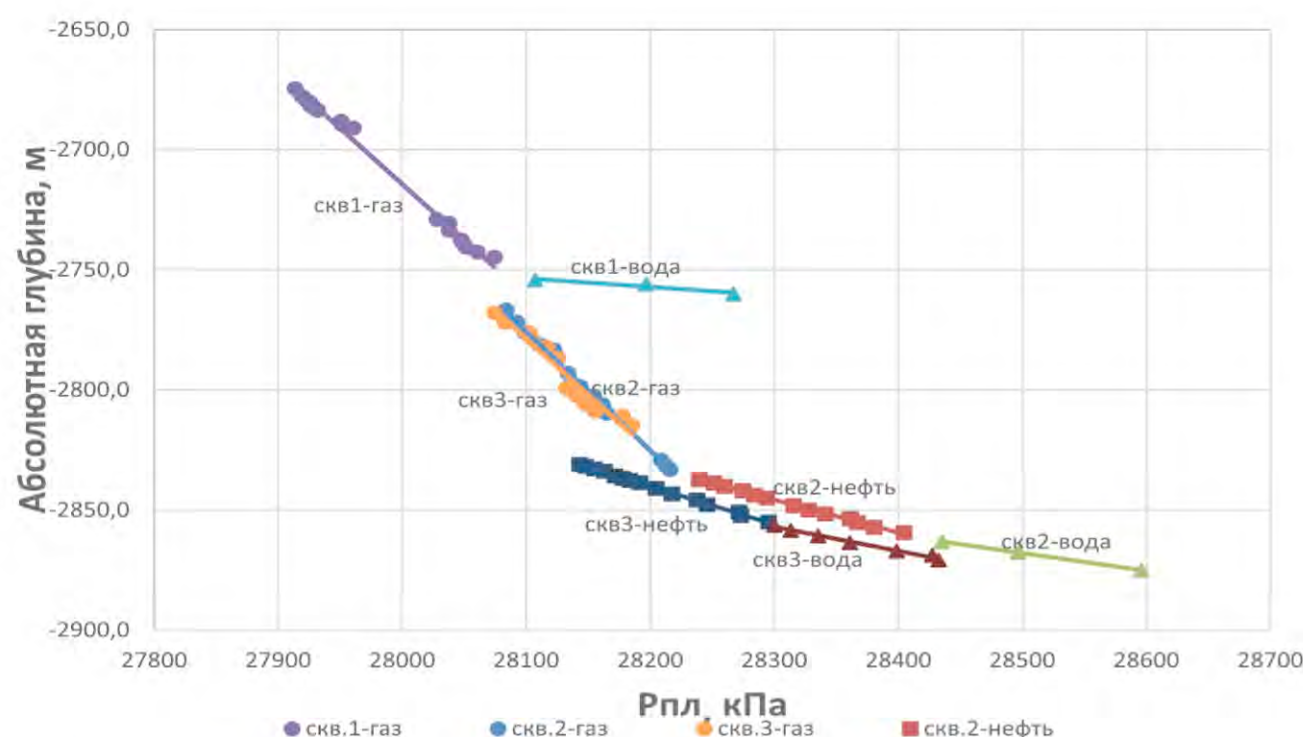


Рис. 3.2. Профили давления, построенные по трём скважинам, позволяют оценить гидродинамическую связь между разными блоками одного месторождения.

Из анализа распределения давлений видно, что газонасыщенный и водонасыщенный интервал (2674.6 – 2760.1 м АГ) скважины 1 не имеет гидродинамической связи со скважинами 2, 3. В скважине 1 отсутствует нефтяная оторочка, а положение ГВК по пересечению градиентов давления фиксируется на АО – 2776,1 м, что примерно на 100 м выше чем ВНК для скважин 2,3. Это вероятно обусловлено тем, что скважина 1 находится в приподнятом блоке.

Нефте-водонасыщенный интервал скважины 3 (2831,0 – 2870,8 м АГ) гидродинамически разобщен с газонасыщенным интервалом (2767.8 – 2814.8 м АГ) этой же скважины. Смещение профиля пластового давления в нефте-водонасыщенном интервале на 55-60 кПа относительно скважины 2 указывает на гидродинамическую изолированность нефтяной оторочки в районе скважины 3, вероятно, ввиду разломов или других геологических особенностей месторождения.

Достоверность градиента давления главным образом зависит от толщины пласта, количества достоверных замеров давления, а также от плотности насыщающего флюида. Поэтому, для лучшего планирования количества замеров давления с целью построения кривых градиентов давления в условиях разрезов I, II и III типа, рекомендуется пользоваться Табл. 6.1.

В Табл. 6.1, строке 1 указаны рекомендованная плотность замеров давления (количество замеров на 1 м толщины коллектора) и через дробь, минимальное количество замеров для построения градиента давления. Плотность замеров зависит как от типа разреза, так и насыщающего флюида, тогда как минимально необходимое количество достоверных замеров для построения градиента определяется только ти-

пом (плотностью) флюида. Например, минимально необходимое количество замеров давления для построения градиента в газонасыщенном интервале равно 10-ти, а для нефте-водонасыщенных интервалов – 5-ти. При этом в разрезах II и III типа рекомендуется выполнять замеры давления в каждом пропластке коллектора для уточнения их гидродинамической связи. Что касается плотности замеров, то для разрезов I типа рекомендованная плотность замеров составляет 0.25 замера/м в газонасыщенных интервалах и 0.2 замера/м в водо- нефтенасыщенных интервалах. Для разрезов II и III типа рекомендованная плотность замеров выше по причине меньших толщин пропластков коллектора и составляет 2 замера/м в газонасыщенных интервалах и 1 замера/м в нефте-водонасыщенных интервалах.

Следует отметить, что с увеличением класса коллектора снижается достоверность получаемых градиентов, тем не менее, **пластовое давление может быть определено достаточно надежно.**

Так как некоторые из получаемых замеров давления могут обладать низкой достоверностью по различным причинам, рекомендуется производить оперативную интерпретацию замеров давления в режиме реального времени, допуская при этом возможность корректировки программы исследований и увеличения количества замеров. Практика показывает, что при замерах давления модулем прижимного зонда в условиях неоднородных и особенно тонкослоистых разрезов, возможно получение «сухих/недовосстановившихся³» замеров. В подобных случаях необходимо повторять исследования со смещением +/- 0.2 м для исключения вероятности попадания в непроницаемый пропласток.

³ Сухой/недовосстановившийся замер – замер, проведенный в непроницаемой/крайне низкопроницаемой зоне.

4. ОПК: ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ И ОТБОР ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

4.1 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ОТБОРА ПРЕДСТАВИТЕЛЬНЫХ ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Исследования разрезов скважин приборами ОПК позволяют решить ряд задач, связанных непосредственно с определениями подсчетных параметров, в частности, может быть произведен отбор проб, подтверждающих тип флюида, насыщающего коллектора; отбор проб, подтверждающих вид флюида выше и ниже установленных контактов; отбор представительных проб для установления PVT-свойств пластового флюида и других подсчетных параметров (газовый фактор для нефти, содержание конденсата для газа и т.п.).

Как известно, состав, поведение и PVT-свойства пластового флюида могут изменяться в довольно значительных пределах по разрезу и по простиранию углеводородной залежи. Происходит это, как правило, за счет изменения состава УВ в результате гравитационного сегрегирования более легких и тяжелых компонент УВ в пластовых условиях. Одна отдельная проба не способна отразить такие изменения. Поэтому глубинные пробы необходимо отбирать из определенных ограниченных интервалов и охватывать всю толщину пласта по разрезу. По простиранию программа отбора проб должна доходить хотя бы до оконтуривающих скважин (которые должны при этом вскрывать пласт в условиях, соответствующих начальным) с тем, чтобы охватить по мере возможности изменение PVT-свойств по простиранию [12].

При проведении ОПК приборами ОПК одним из основных преимуществ является то, что контроль за качеством и представительностью отбора проб осуществляется на основе показаний данных оптических анализаторов флюидов в режиме реального времени. Ниже приведены методические рекомендации по контролю за основными измеряемыми величинами при оптическом анализе, которые позволяют гарантировать монофазное состояние отбираемой глубинной пробы. Одним из основных показателей представительности считается показатель загрязненности пробы фильтратом бурового раствора. В случае, если для вскрытия пластов применяется раствор на водной основе (РВО), то для мониторинга загрязненности при отборе УВ используется показатель обводненности притока по данным оптических анализаторов. В международной практике принято, что уровень загрязненности пробы фильтратом бурового раствора не должен превышать 30% от объема пробы, что позволяет сохранить её представительность. Однако в условиях, когда пластовый флюид и фильтрат бурового раствора являются несмешивающимися флюидами (вода-УВ), данная цифра определяется минимальным объемом, необходимым для лабораторного анализа и зависит от технических возможностей оборудования, используемого в лаборатории. Если же для вскрытия пластов использовался раствор на углеводородной основе (РНО/РУО), то для оценки степени загрязненности притока УВ необходимо следить за стабилизацией основных параметров, характеризующих пластовый флюид. Например, при отборе пробы воды в условиях раствора на водной основе – это

будут параметры УЭС и pH. При отборе УВ в условиях РУО – это будет оптическая плотность, композиционный состав, газовый фактор, плотность флюида и флюоресценция. Степень очистки определяется уровнем стабилизации данных параметров, однако её количественное определение, как правило, является затруднительным.

При отборе глубинных проб пластового флюида с помощью приборов ОПК необходимо учитывать/контролировать следующие основные параметры, характеризующие представительность глубинных проб:

- ▶ Тип бурового раствора, РВО/РУО;
- ▶ Уровень загрязненности пробы фильтратом бурового раствора – рекомендованная загрязненность менее 30%, контроль при помощи приборов ОПК;
- ▶ Депрессия при отборе – контроль при помощи приборов ОПК;
- ▶ Монофазность отбираемого флюида – контроль при помощи приборов ОПК;
- ▶ Сохранение монофазности отобранного флюида при подъеме на устье скважины, компенсация давления при перепаде температур – выбор оборудования приборов ОПК;
- ▶ Герметичность пробоотборника при транспортировке в лабораторию.

4.1.1 РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИ ОТБОРЕ ПРОБ ГАЗА

При отборе представительных проб газа основным критерием является монофазность отбираемого флюида. Таким образом, в процессе отбора необходимо иметь представления о фазовом состоянии отбираемого газа. Газ в монофазном состоянии преимущественно представлен С1 – 5 компонентами УВ, в то время как конденсат – С5+ компонентами. При выпадении конденсата во время прокачки через оптические анализаторы будут фиксироваться высокие показания С6+ компонентов УВ. При этом т.к. конденсат это жидкий УВ, одновременно с этим будут фиксироваться высокие показания флуоресценции. На Рис. 4.1-б приведен пример диаграммы оптического анализа компонентного состава УВ при прокачке пластового газа в монофазном состоянии, т.е. давление откачки не опускалось ниже точки росы/давления насыщения, такая проба может считаться кондиционной. Рис. 4.1-а является примером оптического анализа композиционного состава УВ жирного газа при давлении отбора газа ниже точки росы. На графиках приведен объемный композиционный состав компонент УВ, и показания флуоресценции каналов 0 и 1. Пики содержания тяжелых компонентов С6+ на графике а) сопровождаются высокими показаниями флуоресцентного сигнала, что свидетельствует о наличии жидких УВ в трубке тока – такая глубинная проба будет считаться непредставительной. В этом случае можно рассчитывать только на анализ состава и свойств сухого газа и конденсата.

4.1.2 РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИ ОТБОРЕ ПРОБ НЕФТИ

При отборе глубинной пробы нефти также, как и в случае с газом, важна монофазность отбираемого флюида. Наличие газа при отборе глубинных проб нефти, как

правило, является следствием падения давления откачки ниже давления насыщения пластового флюида. Таким образом, глубинная проба, отобранная при таких условиях может по праву считаться непредставительной.

Варьирование величины расхода глубинного насоса, а также создание условий притока флюида через большую площадь, например, при использовании двойного пакера, позволяют нивелировать падение давления, однако, распознать прокачиваемый флюид возможно только при помощи интерпретации данных глубинных оптических анализаторов. Самый надежный способ обнаружения факта разгазирования нефти – это использование явления сегрегации потока прокачиваемого многофазного флюида в модуле глубинного поршневого насоса. Флюид, давление откачки которого ниже давления насыщения, попадает в линию тока пластоиспытателя в двухфазном состоянии: например, нефть и газ. Таким образом, двухфазная смесь в поршневом модуле глубинного насоса будет разделена в ходе сегрегации за счет разницы по плотности, и на выходе из насоса будут получены разделенные пачки газовых и нефтяных порций флюида. Оптический анализатор, расположенный выше глубинного насоса (в направлении течения флюида в приборах MDT), будет отображать такое чередование газовых и нефтяных порций (Рис. 4.2).

На Рис. 4.2 приведен пример отбора непредставительной пробы. Слева показана полная диаграмма прокачки: А – давление в межпакерном интервале, В – показания оптического анализатора композиционного состава, расположенного выше глубинного насоса, С – расходы насосов, D – показания оптического анализатора фракционного состава (АФА). Правее показан увеличенный интервал диаграммы глубинного анализа в 20 минутном окне. Верхний оптический анализатор показывает чередующиеся порции более легкого и более тяжелого УВ. Интерпретация данных предполагает, что в притоке нефть, прокачиваемая ниже давления насыщения, в результате чего виден свободный газ. Такая глубинная проба будет считаться непредставительной, следовательно, необходимо создать условия с меньшей депрессией, при которой давление не будет падать ниже давления насыщения.



Рис. 4.1. Диаграмма ОПК при опробовании газонасыщенного интервала

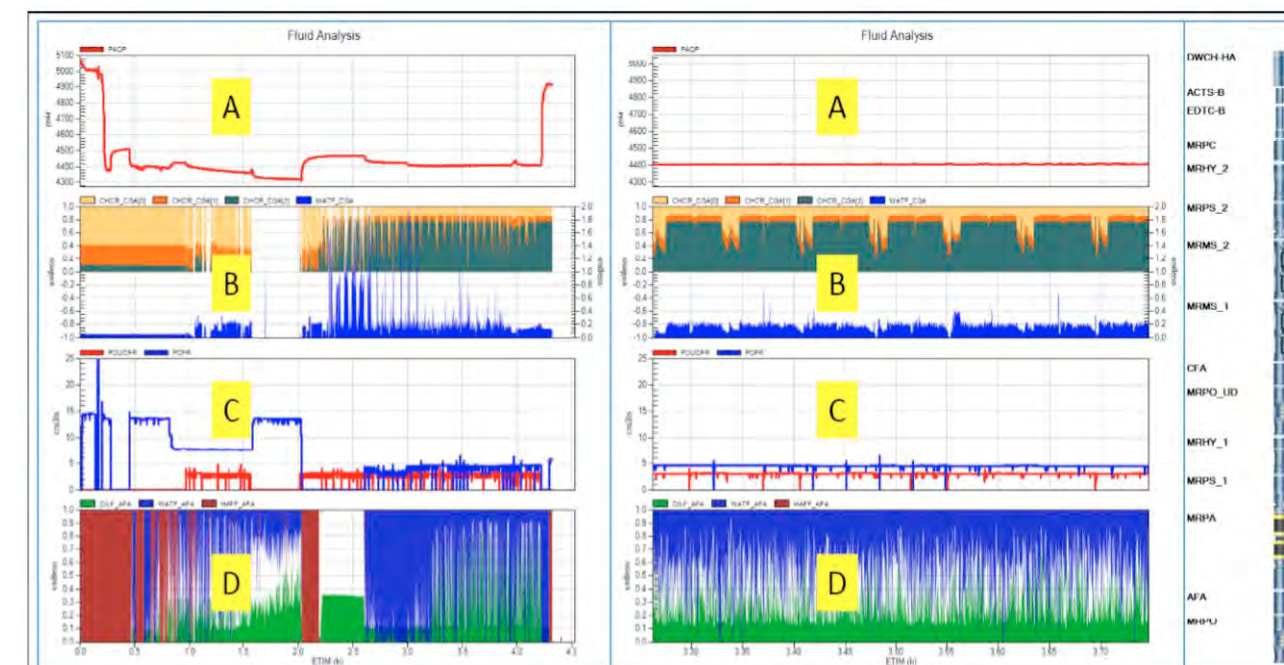


Рис. 4.2. Диаграмма ОПК при опробовании нефтенасыщенного интервала.

4.1.3 РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИ ОТБОРЕ ПРОБ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

При отборе представительной глубинной пробы воды необходимым является достижение максимального уровня очистки от фильтрата бурового раствора. Существует два способа идентификации пластовой воды при опробовании в условиях фильтрата бурового раствора на водной основе:

- мониторинг очистки от фильтрата РВО по показаниям УЭС фракций воды, при условии сохранения контраста УЭС фильтрата РВО и пластовой воды;
- мониторинг очистки от фильтрата РВО по показаниям уровня pH фракции воды, при условии сохранения контраста pH фильтрата РВО и пластовой воды.

Данные методы могут применяться как совместно, так и независимо друг от друга. Пример использования замеров pH и одновременно датчика УЭС для мониторинга процесса очистки притока от фильтрата бурового раствора при отборе пробы пластовой воды показан на Рис. 4.3.

На Рис. 4.3 верхний график показывает давление в межпакерном интервале (коричневая кривая), расход насоса (зеленая кривая) и прокачанный объем флюида (синяя кривая). Второй график сверху показывает УЭС прокачиваемого флюида (черная кривая), температура датчика УЭС (голубая кривая) и замеренный показатель pH (красные точки). Третий график сверху показывает флуоресцентный сигнал. Четвертый график сверху показывает фракционный состав по анализатору композиционного состава флюида (CFA). По замерам pH видно стабилизацию pH во время прокачки. Одновременно с показаниями pH стабилизируются показания УЭС, что говорит о максимальном достигнутом уровне очистки притока от фильтрата бурового раствора. Как только достигнута полная стабилизация, можно говорить о том, что проба является кондиционной.

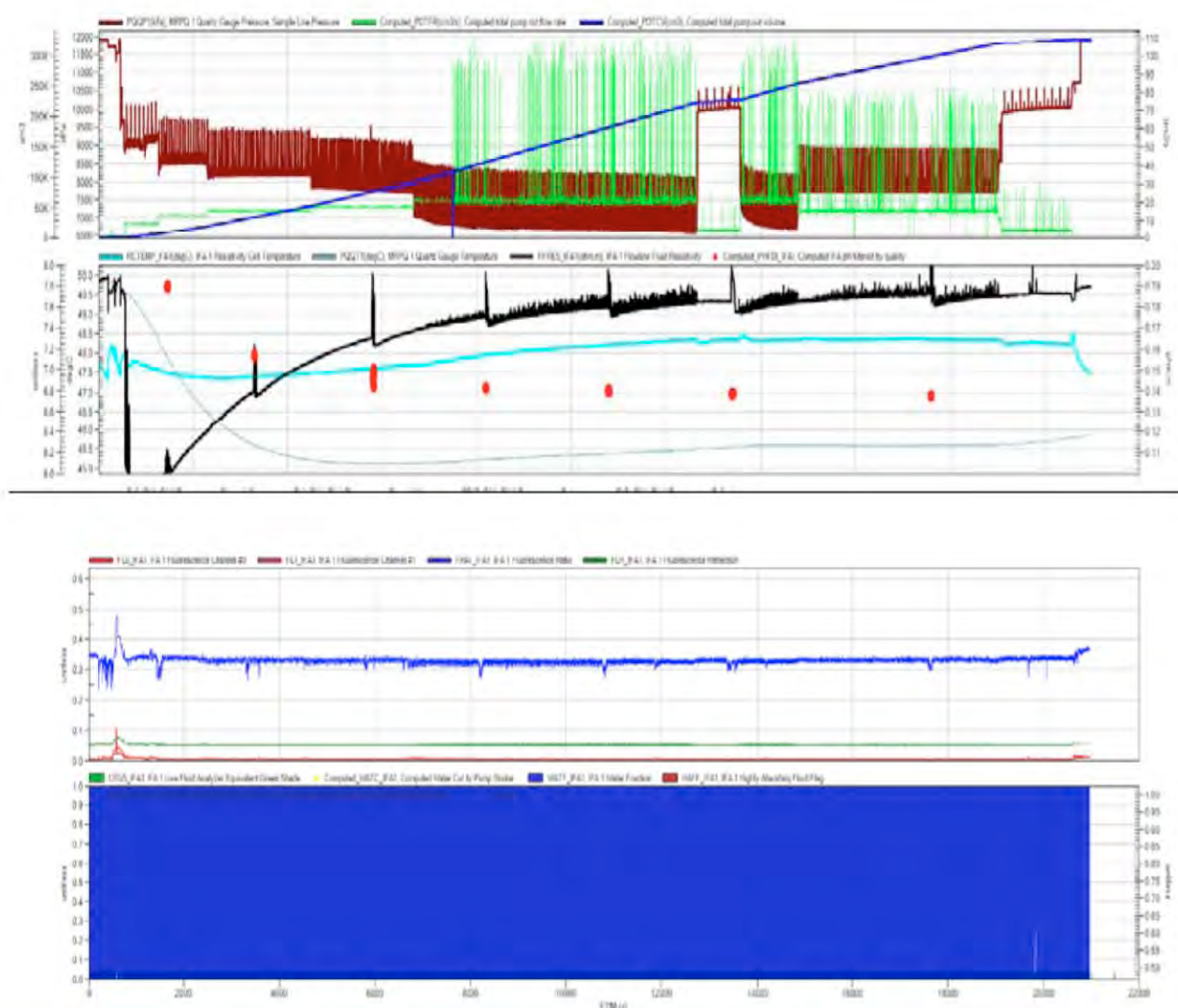


Рис. 4.3. Диаграмма ОПК при опробовании водонасыщенного интервала.

4.2 ПЛАНИРОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ОТБОРА ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПА РАЗРЕЗА И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Обобщенные рекомендации по выбору оборудования в зависимости от типа и класса пород, вскрытых скважиной и рекомендуемые объемы по отбору глубинных проб приведены в Табл. 6.1 для решения следующих задач:

- оценка характера насыщенности и свойств пластовых флюидов по разрезу;
- подтверждение флюидальных контактов;
- отбор проб для оценки основных PVT свойств насыщающих флюидов.

Следует отметить, что приведенные рекомендации даны на примере скважин месторождения Охотского моря и отображают минимальные объемы отбора проб для решения конкретных задач. При планировании отбора проб на других объектах следует учитывать геолого-технические условия этих объектов и руководствоваться нижеследующими рекомендациями.

Для решения вопроса непосредственной оценки степени изменчивости PVT свойств пластовых флюидов в единой залежи рекомендуется проводить отбор проб со следующей плотностью:

1. в разрезах I типа - плотность отбора может составлять 1 проба на 10 – 12 м (плотность 0,1 – 0,08 проб/метр) коллектора, насыщенного одной фазой (газ, нефть);

2. в разрезах II типа - производить отбор минимум одной пробы из пластов, толщиной более 3 м в части разреза, насыщенного одной фазой;

3. в разрезах III типа - производить отбор минимум по одной пробе из продуктивных частей разрезов, вскрытых скважиной, однако, при априорном предположении о геологическом и гидродинамическом единстве залежи УВ или её разрозненных неоднородных пластов, количество проб может быть уменьшено.

Если в разрезе вскрыты межфлюидальные контакты – ГНК, ВНК, то при непосредственной оценке характера насыщенности, автоматически решается задача подтверждения положения контактов пробками пластовых флюидов. Для этого следует планировать отбор минимум двух проб выше и ниже предполагаемых контактов. В зоне ГНК, расстояние между точками отбора проб может составлять 1 м выше и ниже ГНК. В зоне ВНК, расстояния между точками отбора проб необходимо увеличить до 2 м и более, принимая во внимание наличие нефтеводоносной переходной зоны. При этом, в определенных условиях можно уточнить уровень контакта с точностью до нескольких десятков сантиметров, воспользовавшись модулем прижимного зонда.

Отбор проб для непосредственной оценки характера насыщенности в породах с высокими фильтрационными свойствами ($K_{пр}/\mu$ более 10 мД/сП) могут быть выполнены как прижимными зондами, так и двухпакерной модификацией. В породах с ухудшенными фильтрационными свойствами для отбора проб предусматривается двухпакерная модификация прибора ОПК или компоновка прибора с радиальным зондом. Однако, во всех случаях контроль представительности проб предусматривает использование оптических анализаторов приборов ОПК в реальном времени.

При отборе проб в предельно газонефтенасыщенных пластовых системах, хотя бы в одной скважине, рекомендуется производить отбор максимального количества глубинных проб, насколько позволяют скважинные и технологические условия. Результаты лабораторных исследований таких проб позволят построить детальную флюидальную модель залежи, что является необходимым для планирования, оптимизации и контроля за дальнейшей разработкой залежи. На Рис. 4.4 приведен пример изменения свойств пластовых флюидов с глубиной в предельно газонефтенасыщенной системе пластовых флюидов по результатам лабораторного анализа проб, отобранных при помощи приборов ОПК в скважинах Охотского моря. **Возможность изучения изменения свойств УВС по вертикали приборами ОПК является большим преимуществом по сравнению с отбором проб при ИПТ.**

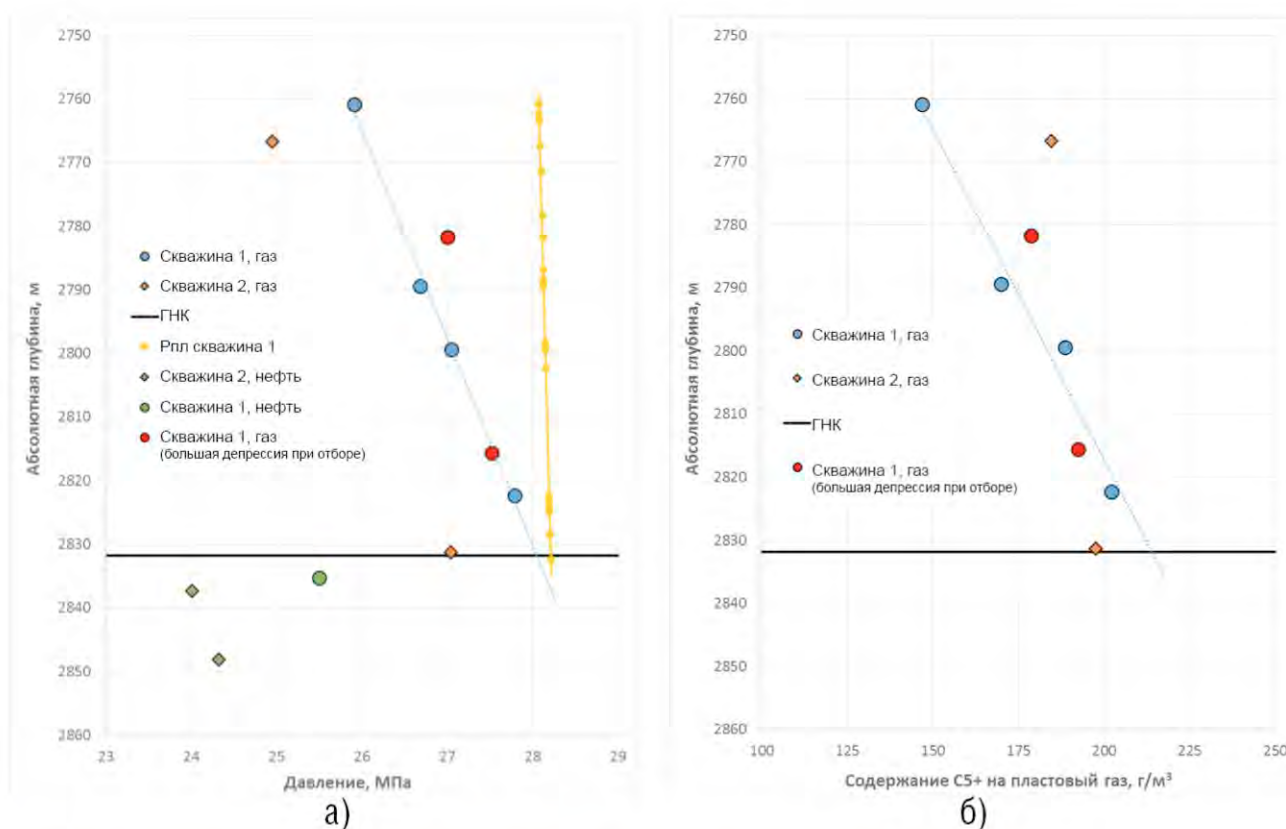


Рис. 4.4. Пример иллюстрации изменения PVT свойств газа и нефти с глубиной.

На Рис. 4.4 представлено изменение давления начала конденсации и давления насыщения нефти (а) и потенциального содержания C5+ (б) глубинных проб газа и нефти, отобранных при проведении ОПК при помощи приборов ОПК. Синими точками показаны результаты анализа проб, отбор которых проводился при минимальной депрессии на пласт, которая не превышала 1,5% от уровня пластового давления и по которым отчетливо прослеживается изменение давления конденсации и потенциального содержания C5+ с глубиной вплоть до уровня ГНК. Красные точки – пробы, отобранные на высоких депрессиях, т.е. пробы могут считаться непредставительными. Зеленые точки – давление насыщения нефти.

Приведенные выше возможности ОПК – MDT при отборе представительных проб с последующим изучением их параметров показывает, что:

1. Методы ОПК позволяют отобрать представительные пробы и сохранить их свойства при подъеме на поверхность и транспортировке в лабораторию.
2. Отобранные пробы характеризуют свойства УВ с точной привязкой к разрезу, что позволяет изучить изменение параметров УВ флюидов и пластовой воды по разрезу залежи.
3. При установлении характера насыщенности для обоснования межфлюидальных контактов, ОПК позволяет однозначно определять характер флюидов по данным телеметрических измерений в процессе откачки без отбора проб.
4. Подтверждение положения межфлюидальных контактов непосредственными пробами пластовых флюидов, отобранными приборами ОПК, обеспечивает отнесение запасов УВ к промышленным категориям.

5. ИЗМЕРЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ: КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОНИЦАЕМОСТИ, ПРОВОДИМОСТИ И ПРОДУКТИВНОСТИ

Основным преимуществом ОПК приборами нового поколения (MDT и т.п.) является возможность проводить поинтервальные гидродинамические исследования при стационарных режимах (метод ИД) и при неустановившихся режимах фильтрации (метод КВД) для определения, продуктивности, проницаемости и других характеристик, получаемых при ГДИ.

► При проведении работ по исследованию гидродинамических параметров пород с помощью ОПК в необсаженных скважинах рекомендуется использовать в компоновке приборов ОПК следующий минимальный набор модулей:

- Прижимной зонд, либо фокусированный прижимной зонд.
- Радиальный зонд, либо двойной пакер.
- Глубинный насос.
- Оптические анализаторы флюида с возможностью определения фракционного и углеводородного состава флюида, а также с возможностью замера УЭС и pH.
- Мультипробоотборный модуль с несколькими камерами для отбора PVT проб.
- Модули телеметрии, ГК, датчик натяжения/сжатия и прочее.

Данный минимально необходимый набор модулей не зависит напрямую от коллекторских свойств и в целом необходим для проведения успешных испытаний и получения полных характеристик пласта.

Для проведения интервальных испытаний, включающих регистрацию параметров на различных режимах притока для построения индикаторной диаграммы (ИД) и регистрацию КВД, целесообразно использовать радиальный зонд или двойной пакер.

5.1 ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ПО ИД И КВД

Технология проведения интервальных испытаний заключается в следующем: по результатам интерпретации ГИС выполняется количественная оценка ФЕС и оценивается тип разреза и классы коллекторов по ФЕС. По этим данным выбирается модуль для контакта с пластом и точки для проведения исследования. После спуска приборов в скважину производится привязочный каротаж (ГК), затем прибор позиционируется на заданной глубине. Производится распаковка. После этого, выполняется оценочный замер пластового давления и подвижности флюида с целью подтверждения ожидаемых коллекторских свойств и проверки факта герметизации интервала испытания. Далее приступают к опробованию до получения притока пластового флюида с должным уровнем очистки, после чего производится отбор необходимого количества глубинных проб в контейнеры. В ходе опробования, как до отбора пробы, так и после, производится регистрация точек для индикаторных диаграмм – зависимости депрессии на пласт от расхода насоса путем изменения скорости отбора. На конечном этапе опробования глу-

бинные насосы останавливаются и производится регистрация КВД до получения плоско-радиального режима течения с целью оценки гидродинамических параметров пласта.

На Рис. 5.1 показан пример опробования нефтенасыщенного коллектора с проведением гидродинамических исследований, где в период с 0 до 15 мин происходит установка двойного пакера, с 15 до 25 мин – оценочный замер пластового давления и подвижности, с 25 до 50 мин – прокачка фильтрата РВО до появления первых признаков УВ (в рассматриваемом примере - нефть), с 50 до 150 – очистка от фильтрата РВО с изменением расхода насоса для снятия индикаторной кривой (Рис. 5.3), с 150 до 155 мин – отбор глубинной пробы, с 155 до 300 мин – регистрация КВД, с 300 до 310 мин – сдвигание пакеров.

Диагностический график зависимости производной КВД и изменения давления в зависимости от функции времени приведен на Рис. 5.2, развитие плоско-радиально режима наблюдается в период времени с 5 до 30 мин.

Полученные данные индикаторной диаграммы обрабатываются путем нанесения на график и построения зависимости (Рис. 5.3), характеризующей изменение депрессии от дебита, угловой коэффициент которой есть коэффициент продуктивности испытанного интервала. Для получения более достоверной зависимости рекомендуется проводить опробование как минимум на 3-х режимах.

Интерпретация КВД производится тем же путём, что и при классических ГДИ. В процессе адаптации модели на фактические данные при интерпретации данных ГДИ определяются основные гидродинамические параметры, такие как: гидропроводность пласта, средняя горизонтальная составляющая проницаемости, скин-фактор, среднее пластовое давление и прочее. Поскольку при интерпретации данных ГДИС рассчитывается гидропроводность пласта ($K_{пр} \cdot H/\mu$), для оценки $K_{пр}$ значение H , как правило, берется по результатам ГИС. Вязкость нефти в пластовых условиях получают из данных о физико-химическом анализе глубинных проб. По полученной с помощью КВД $K_{пр}$ и уравнению Дюпюи рассчитывается коэффициент продуктивности. Полученные по результатам

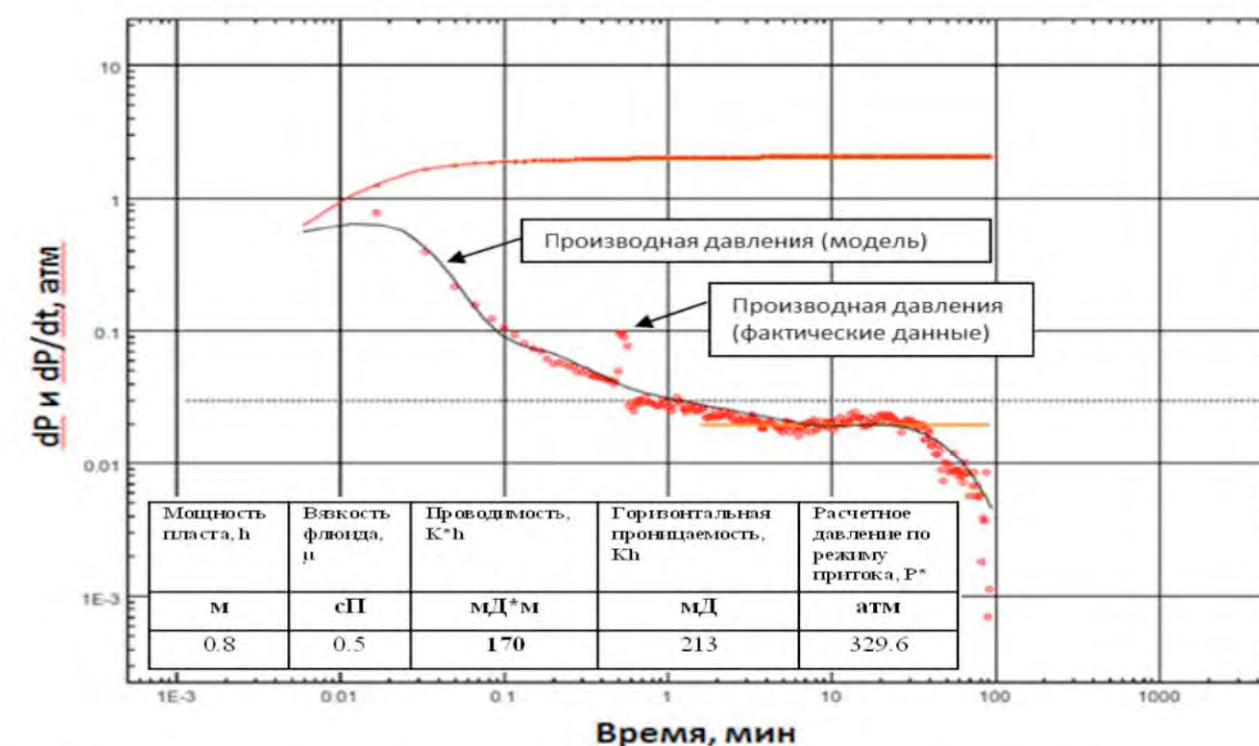


Рис. 5.2. Производная кривой восстановления давления с результатами интерпретации интерпретации КВД значения $K_{прод}$ сравниваются с коэффициентом продуктивности по ИД. Такое сравнение позволяет осуществлять контроль результатов оценок, а сходимость результатов говорит о высокой достоверности данных.

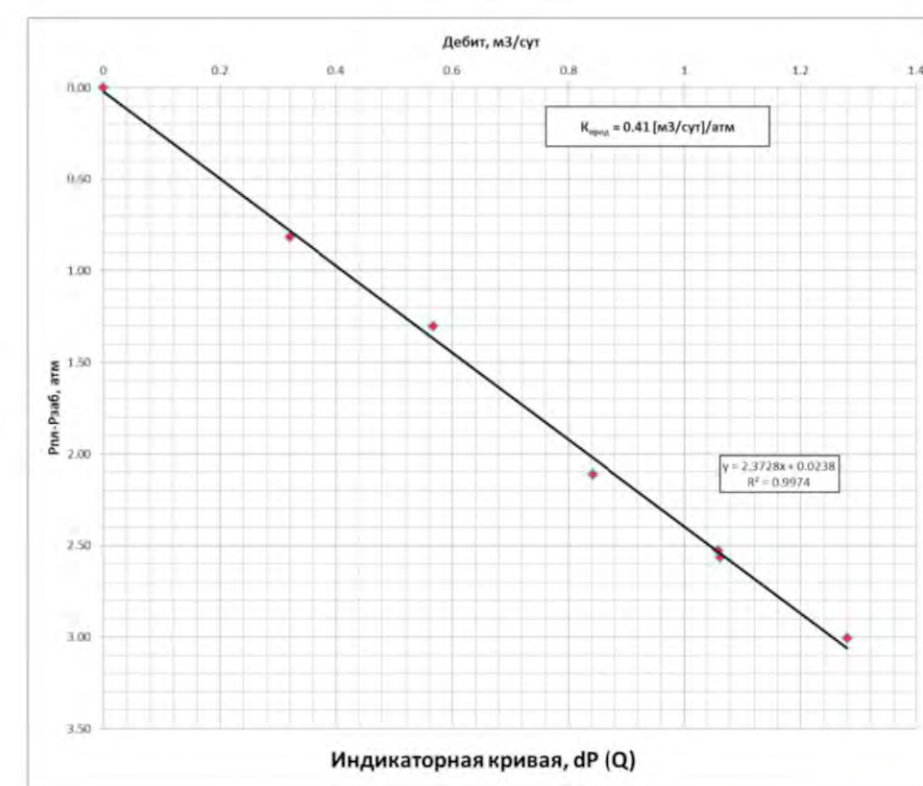


Рис. 5.3. Пример интервальных испытаний с MDT, регистрация ИД в ходе опробования – зависимость депрессии на пласт от производительности насоса.

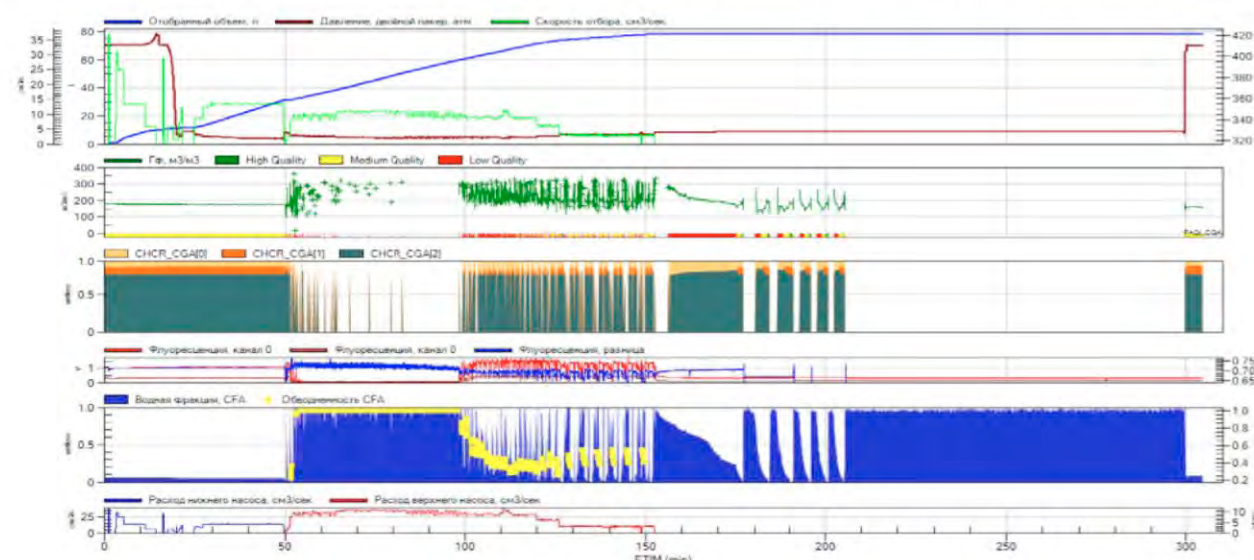


Рис. 5.1. Интервальные испытания с MDT, регистрация ИД и КВД при опробовании.

Проведение интервальных испытаний в газонасыщенных пластах осуществляется аналогичным образом. То есть производится очистка до пластового флюида, в данном случае газа/газоконденсата, затем, при необходимости, отбор глубинных проб и далее регистрация ИД и КВД.

Для получения достоверных данных по величине $K_{пр}$ по результатам интерпретации КВД, полученных с МДТ очень важно правильно оценить мощность испытанного пласта или пропластка. В разрезах I и II типа допускается использование данных стандартного комплекса ГИС для оценки Нэф в каждом отдельном испытании ОПК, однако в тонкослоистых коллекторах зачастую требуются данные приборов ГИС с высокой разрешающей способностью, таких как скважинные микроимджеры.

5.2 ИНТЕГРИРОВАНИЕ ИНТЕРВАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПРОДУКТИВНЫЙ РАЗРЕЗ В ЦЕЛОМ

Расчеты гидродинамических характеристик пластов по результатам методов исследований в колонне или в открытом стволе испытателем на трубах, в теоретическом отношении не отличаются от обработки результатов исследования единичного интервала приборами на кабеле [11, 12 и др.]. Основное отличие состоит в геометрии потока и глубинности исследований.

При исследовании гидродинамических характеристик ОПК одним из основных вопросов становится задача интегрирования результатов исследований отдельных интервалов на продуктивный пласт в целом. На Рис. 5.4 схематически показана геометрия интервалов исследования ИПТ (Рис. 5.4а) и ОПК (Рис. 5.4б).

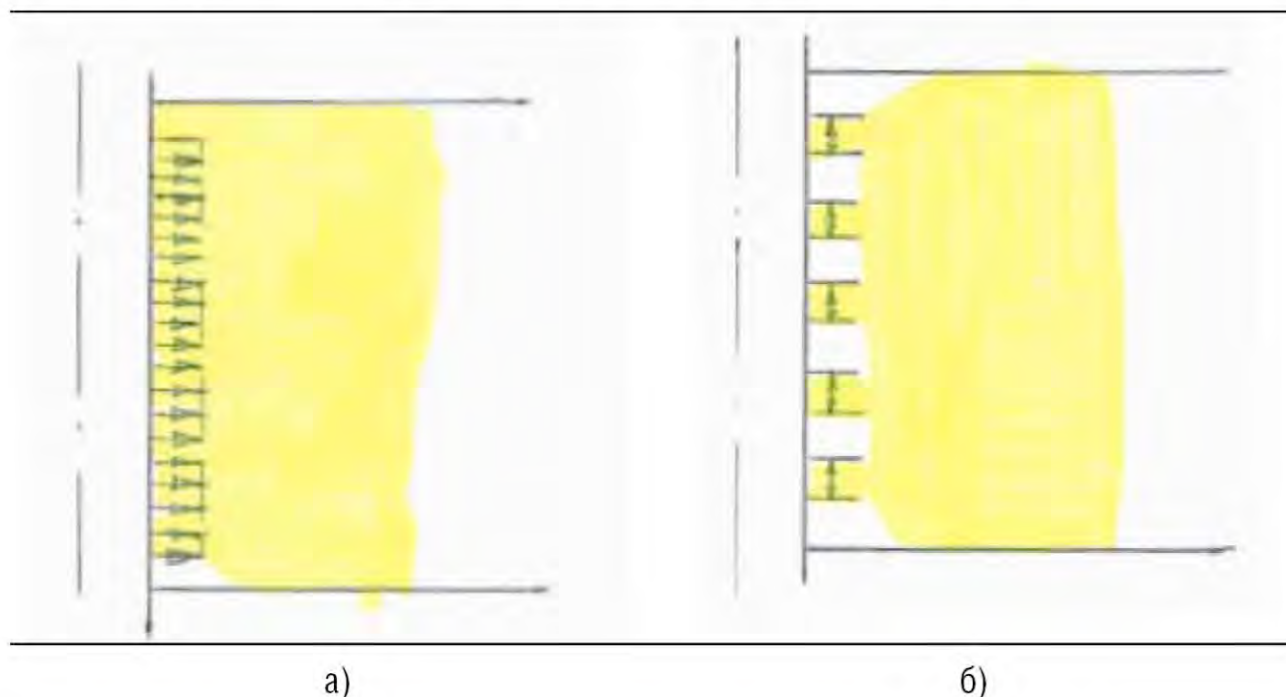


Рис. 5.4. Схема опробования продуктивного пласта (а) в колонне, (б) приборами ОПК.

Получение интегральных гидродинамических характеристик пласта по их величинам в отдельных интервалах может осуществляться разными методами. При равномерном распределении интервалов опробования ОПК в пределах всей толщины пласта и достаточном их количестве, осреднение можно провести по правилам математической статистики [13, 14]. Для этого рассчитываются средние величины коэффициентов удельной продуктивности. Прогнозный коэффициент продуктивности нефте- или газонасыщенного пласта в целом определяется произведением средней величины удельной продуктивности на суммарную эффективную толщину пласта. В Табл. 5.1 приведен пример результатов оценок средних характеристик $K_{прод}$ по данным ОПК на одном из месторождений, где объем исследований ОПК позволил провести их интегрирование методом математической статистики. Полученные результаты показывают хорошее совпадение данных ИПТ и ОПК, особенно в нефтеносных пластах.

Табл. 5.1 Пример оценки $K_{прод}$ по данным ОПК с использованием мат. статистики

Скв. №	Яр-ус	Интервал испытания, м	Нэф, м	УВ флюид	Коэф. продукт. $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$		Погрешность, %
					ГДК	ГДИС	
2	nc	1394,0 – 1411,0	12,0	нефть	3723,8	3301,5	12,8
	nc	1356,0 – 1411,0	34,9	нефть	5618,9	5267,0	6,7
	nc	1349,0 – 1353,0	4,5	н + газ	37,1	32,8	13,1
4	nc	1328,0 – 1441,0	33,4	нефть	1603,2	1747,1	8,2
	nc	1391,0 – 1418,0	23,8	нефть	1412,8	1425,9	0,9
5	nc	1456,1 – 1462,0	7,8	нефть	11,0	9,8	12,2
2	al	1176,0 – 1181,0	13,3	газ	794,7	665,1	19,5
	al	1200,0 – 1203,0					
	al	1207,0 – 1210,0					
	al	1223,0 – 1225,0					

При наличии исследований ОПК в единичных точках продуктивного пласта (Рис. 5.5) интегрирование гидродинамических параметров, полученных с помощью ОПК на весь разрез, можно осуществить, комплексируя результаты ОПК и ГИС. Для этого в интервалах исследований ОПК находится зависимость между $K_{пр}(\text{ОПК})$, рассчитанных по результатам интерпретации КВД (ОПК), с $K_{пр}(\text{ГИС})$, полученными по данным количественной интерпретации комплекса ГИС.

Необходимость установления такой зависимости обусловлена тем, что при расчете $K_{пр}$ по КВД, зарегистрированным ОПК, получают значения $K_{пр.эф}$, в то время как петрофизические зависимости для количественных оценок $K_{пр}(\text{ГИС})$ нормируются по данным керна на $K_{пр.абс}$.

Рассмотрим пример получения подобной зависимости. На Рис. 5.5 представлен разрез, в котором были проведены исследования МДТ с регистрацией КВД в отдельных интервалах. По результатам интерпретации данных КВД были получены значения $K_{пр}(ОПК)$ для опробованных пропластков. Эти значения были сопоставлены с осредненными величинами $K_{пр}(ГИС)$ в тех же интервалах. В результате чего получена зависимость $K_{пр}(ОПК) - K_{пр}(ГИС)$, представленная на Рис. 5.6. Подобные зависимости устанавливаются индивидуально в каждой конкретной скважине.

Для получения представительной зависимости $K_{пр}(ОПК)$ от $K_{пр}(ГИС)$ необходимо, чтобы оценки $K_{пр}(ОПК)$ сравнительно равномерно охватывали весь диапазон изменения $K_{пр}$ коллекторов продуктивного разреза. Поэтому, планирование регистрации КВД и ИД следует осуществлять согласно выделенным по $K_{пр}(ГИС)$ классам пород. После установления такой зависимости производится пересчет величин $K_{пр}(ГИС)$ в $K^*_{пр}(ОПК)$ для всего разреза.

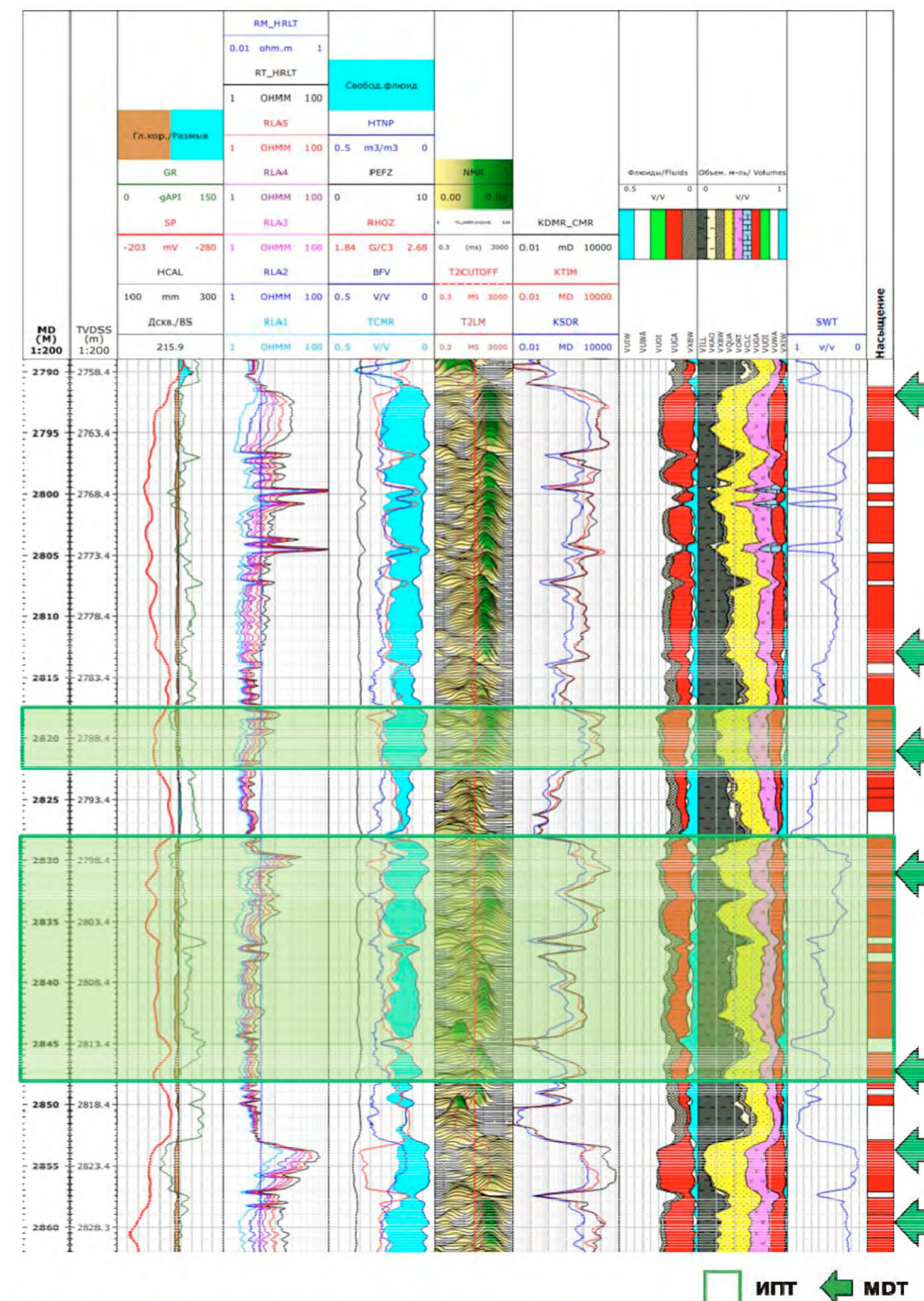


Рис. 5.5 Объем исследований ГДИ в газонасыщенной части

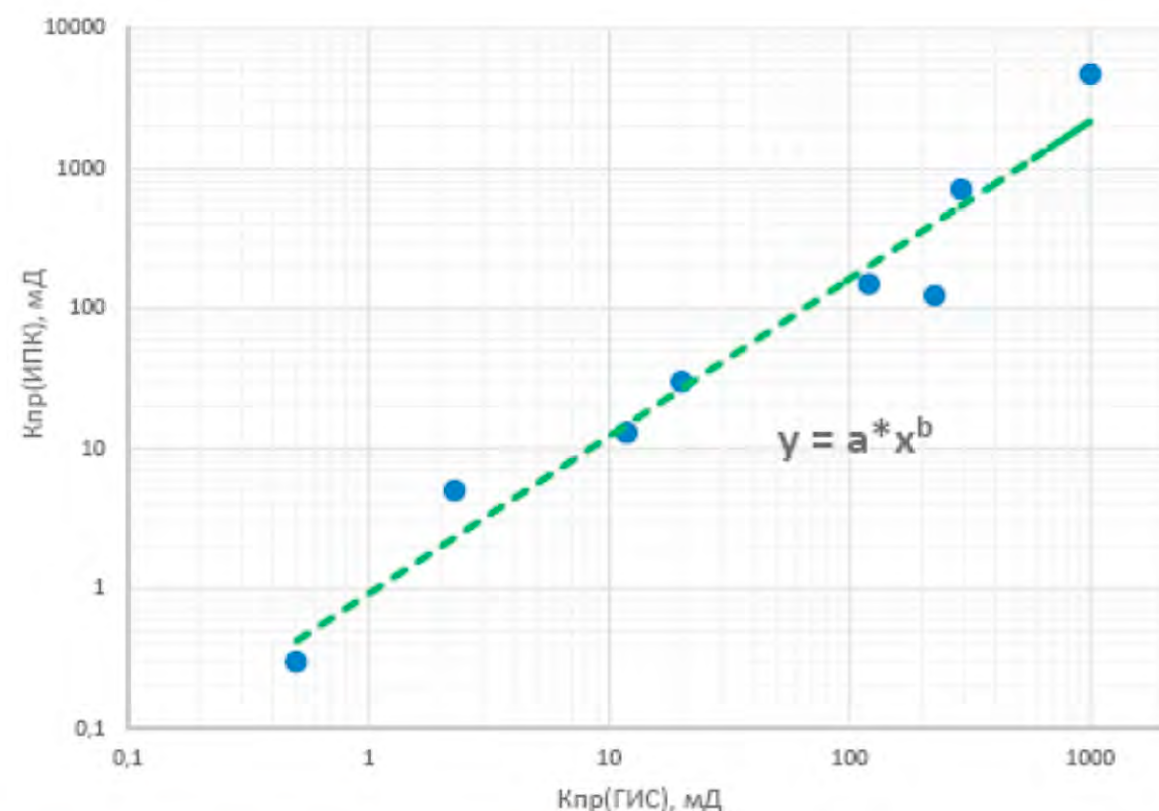


Рис. 5.6. Пример зависимости $K_{пр}(GIS) - K_{пр}(ОПК)$.

После распространения $K^*_{пр}(ОПК)$ на весь разрез рассчитывается $K^*_{пр}(ОПК) * H$ для каждого пропластка в пределах всего продуктивного разреза, либо для потенциального интервала перфорации и рассчитывается суммарный коэффициент проводимости $\Sigma K^*_{пр}(ОПК) * H_{эф}$. Имея параметр $\Sigma K^*_{пр}(ОПК) * H_{эф}$ и параметры флюида, по уравнению Дюпюи рассчитывается коэффициент продуктивности для всего продуктивного пласта и/или разреза.

5.3 ВОЗМОЖНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО ПАКЕТА SWPM

Более достоверные результаты оценок интегральных гидродинамических параметров продуктивной части разреза по измеренным ОПК в отдельных интервалах могут быть получены с использованием гидродинамических симуляторов, например, программного пакета SWPM.

SWPM – это модуль для Petrel, позволяющий построить гидродинамическую модель одиночной скважины на основании определенного набора данных. В качестве гидродинамического симулятора выступает программный комплекс. Построенная модель калибруется в том числе на данные ГДИС⁴ и впоследствии используется для оценки продуктивности скважины (построения индикаторной диаграммы) и оценки потенциальных дебитов УВ. Данный продукт является одним из возможных для решения задачи построения откалиброванной индикаторной диаграммы для скважины на основании данных ОПК или ИПТ.

Для создания модели используются данные ГИС ($K_{п.отк}$, $K_{пр}$, K_v , $H_{эф}$). Желательно, чтобы данные ГИС были откалиброваны на данные по керну и/или данные ОПК. Калибровка на данные ГДИС производится путем подбора поправочных коэффициентов, влияющих на производительность скважины, таких как: вертикальная проницаемость, горизонтальная проницаемость, скин-фактор, толщина пропластков. Ниже приведен пример построения **модели и ее калибровки на фактические данные по ИПТ**.

На Рис. 5.7 приведена ИД (синяя кривая), смоделированная по результатам геолого-технических параметров исследуемого разреза. Полученная в ходе первоначального моделирования, ИД откалибрована с использованием калибровки значений горизонтальной проницаемости и заданием скин-фактора, зависящего от дебита, установленным по фактическим данным ИПТ (зеленая кривая). Полученная модель фактически отражает поведение работы скважины и может быть использована для оценки потенциальных дебитов нефти при заданных перепадах давления.

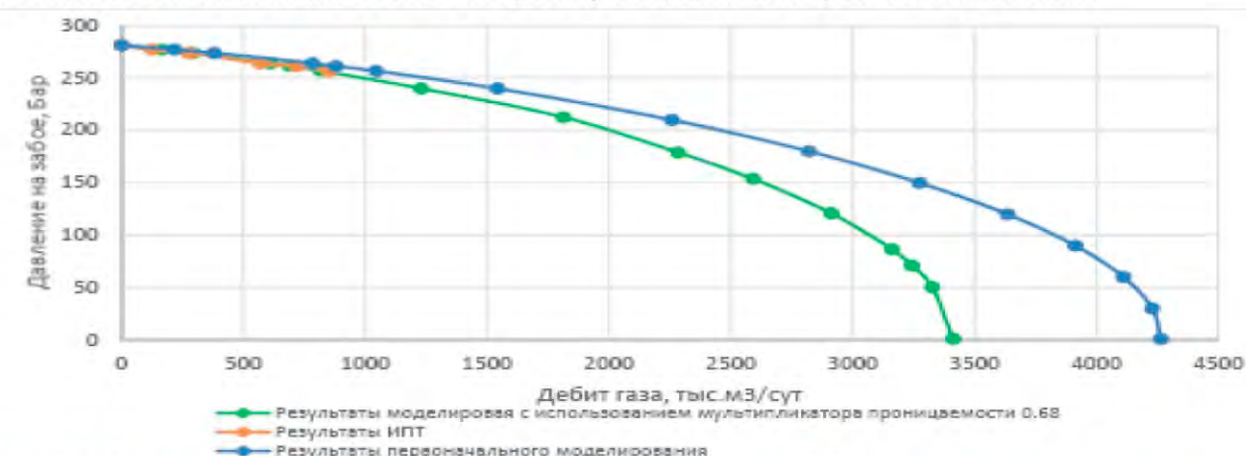


Рис. 5.7. Сравнение ИД, полученных по фактическим данным ИПТ, в ходе первоначального моделирования, а также после проведения калибровки.

⁴ ГДИС – гидродинамические исследования скважины

Применение программного пакета SWPM и использование результатов ОПК для калибровки модели **позволяет прогнозировать потенциальные дебиты по данным ОПК более надежно.**

Однако, при использовании результатов ОПК для прогнозирования потенциальных дебитов с использованием программного пакета SWPM существует техническое ограничение по дебиту в размере $\sim 2 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Таким образом, при опробовании, например, 5-10 интервалов, суммарный дебит будет составлять 10-20 $\text{м}^3/\text{сут.}$, что в десятки раз меньше потенциально возможного дебита при ИПТ. Поэтому, модель, калибруемая на данные по давлениям в столь ограниченных рамках значений дебитов, будет приводить к более высоким погрешностям при экстраполяции в области высоких дебитов.

5.4 ПЛАНИРОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

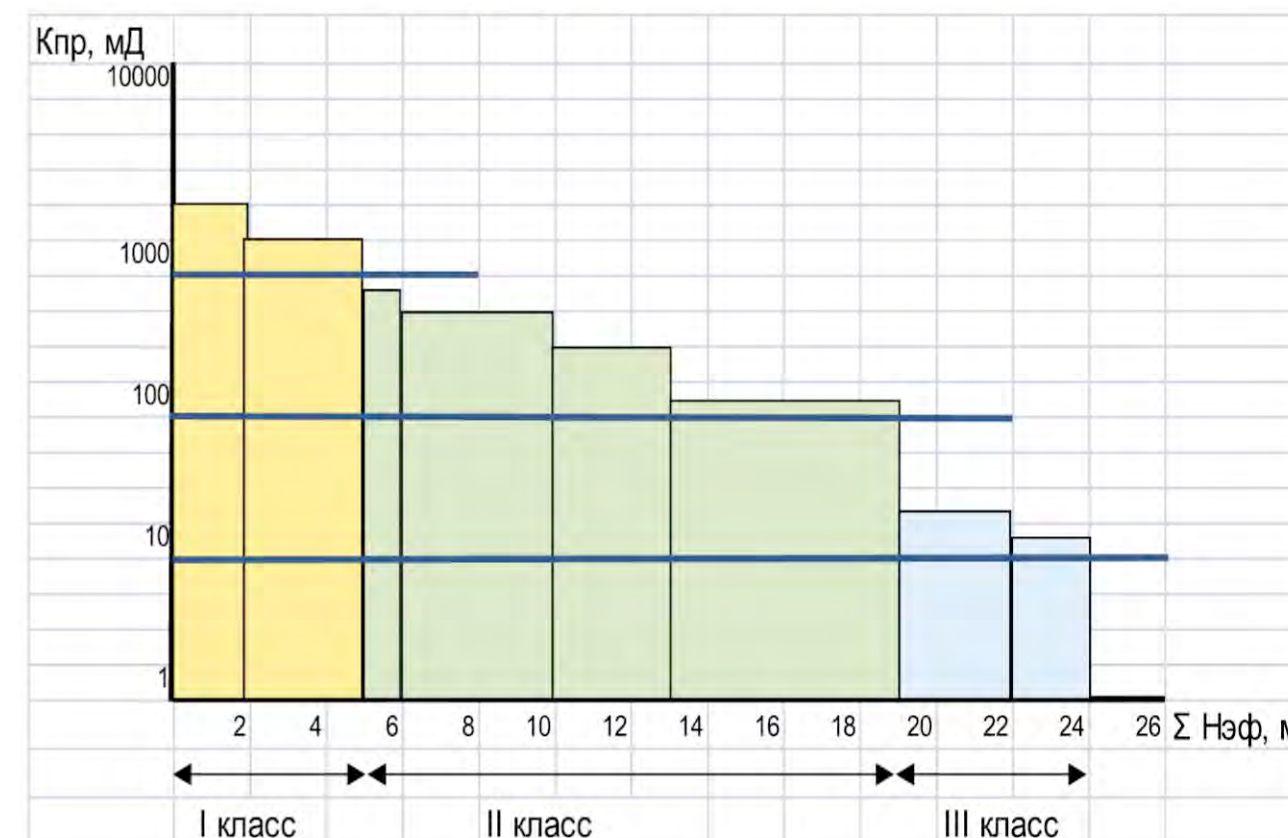
Планирование необходимого объема измерений КВД и ИД, для получения представительных данных гидродинамических характеристик продуктивных пород, определяется типом разреза, фильтрационно-емкостными свойствами пород и степенью неоднородности. Обоснование необходимого количества точек и выбор соответствующего модуля для гидродинамической связи с породой проводится по результатам количественной интерпретации комплекса ГИС.

Для представительной оценки $K_{пр.эфф.}$ и $K_{прод.}$ необходимо **в каждом классе коллекторов по $K_{пр.абс.}$ иметь минимум три замера** КВД и/или индикаторные диаграммы. При этом планировать точки замера в пределах одного класса необходимо таким образом, чтобы они распределялись равномерно по значениям проницаемости между граничными значениями для класса (например, для 2 класса $K_{пр}$ 1000 – 100 мД следует предусмотреть измерения в пропластках с $K_{пр1}$ 800 – 600 мД, $K_{пр2}$ 400 – 300 мД и $K_{пр3}$ 200 – 120 мД). В разрезах **монолитного типа**, при общей толщине коллекторов более 10 м, плотность исследований может составлять 0,5 зам./м, но не более 5-ти точек в пределах пласта одного класса по ФЕС. В разрезах II типа в коллекторах толщиной до 4-х метров число исследований гидродинамических параметров может быть ограничено 3 точками в каждом классе по $K_{пр}$. Если в разрезе II типа в скважине будут присутствовать несколько коллекторов $H_{эф} = 2 - 4 \text{ м}$, представленных одним классом пород по ФЕС и одним характером насыщенности, можно снизить плотность до 1 замера в каждом пласте используя модуль двойного пакера в нефтеносных коллекторах и радиальный зонд в газоносных. Количество точек определяется числом пластов-коллекторов в разрезе скважины, также можно ориентироваться на проведение 3-х испытаний в пределах одного класса коллекторов.

Для ориентировочной оценки количества интервалов (точек) по скважине, в разрезах I и II типа, для получения надежных гидродинамических параметров коллекторов, рекомендуется следующий методический прием. По значениям $K_{пр}$ и соответствующих $H_{эф}$ в интервале, где планируется проведение гидродинамических исследо-

ваний, строится ранжированный ряд величин $K_{пр}$ в координатах $\Sigma H_{эф} - K_{пр}$. При этом величины $K_{пр}$ пропластков располагаются в убывающем порядке от максимального значения в данной скважине до минимального. По этому графику устанавливаются величины $\Sigma H_{эф}$ пород I класса, II класса и т.д., для которых планируется количество точек отбора проб и замеров КВД и/или ИК в зависимости от общей толщины пород соответствующего класса (Рис. 5.8).

Рис. 5.8 Распределение $K_{пр}$ продуктивных газонасыщенных коллекторов в монолитном разрезе.



На Рис. 5.8 в качестве примера показано распределение $K_{пр}$ и соответствующие величины $\Sigma H_{эф}$ в монолитном пласте песчаника. По $K_{пр}$ в данном пласте выделяется 3 класса коллекторов – I, II и III классы. Соответственно суммарная толщина коллекторов I класса – 5 м, II класса – 14 м и III класса 5 м. Для получения надежных результатов гидродинамических параметров необходимо провести замеры соответствующим модулем зонда минимум в 2-х точках пород I класса (ввиду малой толщины), в 3-х точках пород II класса и в 2-х точках пород III класса (ввиду малой толщины). В разрезах III типа при $H_{эф} 1 - 2 \text{ м}$ измерения следует проводить в каждом пласте-коллекторе соответствующим модулем.

В тонкослоистых разрезах, как правило, с пониженными ФЕС, когда толщина отдельных пропластков коллектора может составлять 0,2 – 0,3 м бывает невозможно позиционировать зонд в пределах одного пласта-коллектора ($H_{эф} < 0,4 \text{ м}$), измерение гидродинамических параметров следует проводить интервалами общей толщиной 1 – 2 м, равномерно в пределах продуктивной части разреза с плотностью 0,2 – 0,4 зам./м.

При необходимости получения гидродинамических параметров отдельных пропластков толщиной 0,2 – 0,3 м, решить эту задачу можно только модулем радиально-го зонда.

В Табл. 6.1 приведены рекомендации для выбора соответствующего модуля ОПК при исследовании пород в различных геологических условиях. Рекомендации даны на основании данных моделирования. Что касается исследований в условиях высоких подвижностей (1 класс нефтенасыщенных коллекторов, 2 класс газонасыщенных), то здесь единственной возможностью является применение радиального зонда, однако существует вероятность что получить достоверную КВД в таких условиях не удастся. Поэтому в таких случаях рекомендуется пользоваться ИД.

5.5 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ МЕТОДАМИ ГДИС

Согласно «Временному руководству об этапах и стадиях разведочных работ на нефть и газ» на стадии поиска и оценки месторождений(залежей) вместе с решением ряда вопросов должен быть решен и следующий:

«- установление коэффициентов продуктивности скважин и добычных возможностей;» (п.3.3.4[4]).

Поставленный вопрос решается методами гидродинамических исследований скважин – ГДИС, путем решения следующих задач:

На этапе отработки скважины:

► подтверждение притоков из коллектора, регистрация дебитов на режиме(-ах) отработки скважины;

► определение усредненного пластового давления и температуры по вскрытому интервалу коллектора;

► отбор проб пластового флюида и их характеристика;

На этапе интерпретации и анализа данных:

► определение проводимости, гидропроводности пласта;

► определение состояния призабойной зоны пласта (скин-эффекта);

► лабораторный физико-химический анализ пластовых и сепараторных проб;

► регистрация индикаторных кривых;

► определение латеральной неоднородности пласта.

Реализация ГДИС осуществляется путем исследования продуктивных пластов методами испытания пластов приборами на кабеле – ОПК и испытанием пластов на трубах в колонне или в открытом стволе в процессе бурения – ИПТ.

В Табл. 5.2 приведен сравнительный анализ возможностей методов ОПК (MDT) и ИПТ (DST) при оценке продуктивности пласта и добычных возможностей скважины.

Табл. 5.2. Сравнение возможностей методов ОПК и ИПТ при оценке продуктивности пласта и добычных возможностях скважины.

Методы	MDT	DST
Задачи ГДИС		
Определение градиента пластового давления и температуры по вскрытому интервалу коллектора	Позволяет с высокой детальностью по глубине и достоверностью	Может быть замерена средняя величина давления интервала опробования (перфорации)
Подтверждение притоков пластовых флюидов из коллектора	Позволяет с высокой детальностью по глубине и контролем характера насыщения флюида в процессе откачки	Позволяет в целом для интервала опробования (перфорации)
Отбор глубинных проб пластового флюида и их характеристика	Выполняется с контролем в процессе прокачки и дифференциацией по глубине	Выполняется в целом для интервала опробования
Определение проводимости, гидропроводности пласта	Выполняется в отдельных интервалах пласта; в целом для пласта требует интегрирования	Полностью выполняется
Определение коэффициентов продуктивности, максимального дебита и отработки скважины на режиме(-ах)	Оценка коэффициента продуктивности возможна в отдельных интервалах с интегрированием в целом на пласт. Оценка дебитов и отработка на режимах невозможна	Полностью выполняется
Определение латеральной неоднородности пласта	Возможна косвенная оценка по анализу градиентов давления. Прямая оценка невозможна.	Полностью выполняется за счет большой области дренирования
Определение состояния призабойной зоны пласта (скин-эффекта)	Не выполняется	Полностью выполняется

Как видно из приведенной таблицы, методы исследования не являются взаимозаменяемыми. Приборы ОПК имеют существенные ограничения в проведении гидродинамических исследований на неустановившихся режимах, главным образом, из-за малого радиуса исследования ввиду ограничений по максимальному дебиту. Как следствие, ограничения исследований по глубине не в состоянии обнаружить латеральные границы пласта, такие как непроницаемые разломы.

При проведении полномасштабных ГДИС с помощью ИПТ отбор объемов нефти или газа создает воронку депрессии, обеспечивающую большую величину радиуса исследования. Традиционно, ГДИС на неустановившемся режиме направлены на оценку средней проницаемости и состояния призабойной зоны.

Вместе с тем и методы ГДИС с помощью ИПТ позволяют получить только осредненные характеристики нескольких продуктивных пластов в интервале опробования, особенно, в неоднородных разрезах III типа. Сравнение показывает, что для ускорения темпов подготовки запасов по промышленной категории необходимо комплексирование исследований ОПК и ИПТ.

В скважине-первооткрывательнице залежей, расположенных на суше, в продуктивных пластах должны быть выполнены ГДИС полным комплексом исследований ОПК и ИПТ. В этом случае возможно получить все необходимые параметры, обеспечивающие первичную оценку промышленной ценности залежи:

- ▶ начальное пластовое давление,
- ▶ коэффициент продуктивности $K_{прод.} = Q/\Delta P$,
- ▶ коэффициент гидропроводности $\bar{\eta} = (K_{пр} \cdot h_{эф.})/\mu$;
- ▶ максимальный дебит в нефтяных и АСДГ в газовых залежах;
- ▶ скин – эффект.

В комплексе с результатами ОПК – ИПТ появляется возможность получения всех нормировочных коэффициентов и параметров, необходимых для количественной интерпретации и интеграции данных в последующих скважинах.

В скважине-первооткрывательнице залежи/месторождения, расположенного на шельфе морей должен быть выполнен комплекс ОПК, в результате которого должны быть установлены следующие параметры:

- ▶ начальное пластовое давление;
- ▶ отобраны представительные пробы УВ флюидов;
- ▶ измерены гидродинамические характеристики;

В последующих разведочных скважинах необходимость проведения всего комплекса ГДИС будет определяться геологическими условиями и решение проведения всего комплекса принимается индивидуально в каждом конкретном случае.

5.6 ОГРАНИЧЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОПК В НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ И ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ РАЗРЕЗАХ

Измерение гидродинамических характеристик интервалов продуктивных пород прибором MDT имеет свои ограничения. Прежде всего имеются ограничения в области пород с высокой подвижностью $K_{пр}/\mu$. Высокой подвижностью характеризуются газонасыщенные или нефтенасыщенные легкой нефтью с высоким газовым фактором породы I и II класса. При откачке флюида из таких пород из-за ограниченной производительности насосов, доступных в настоящее время, порой невозможно создать депрессию, достаточную для регистрации радиального режима течения на КВД. Это приводит к большому разбросу точек в правой части кривой производной давления (Рис. 5.9, верхняя врезка КВД) т.н. «зашумленности» данных. «Зашумленность», в свою очередь, приводит к невозможности достоверного определения режима притока по характерным линиям.

В этой связи возникает задача оценки применимости различных модулей MDT при измерении гидродинамических характеристик продуктивных пород с различными $K_{пр}/\mu$.

Для решения этой задачи проведено моделирование процесса интервальных испытаний в специализированном программном обеспечении компании Шлюмберге с целью установления возможности регистрации плоскорадиального режима фильтрации в зависимости от созданной депрессии в ходе опробования. Расчеты приведены для кварцевого датчика MDT (CQG) с разрешающей способностью 0.068 кПа. В результате моделирования процесса проведения интервальных испытаний была получена палетка, приведённая на Рис. 5.9, которая позволяет установить область применения наиболее подходящего модуля ОПК для интервального испытания с целью получения представительных данных ГДИ. На графике приведены критерии выбора модуля для контакта с пластом в зависимости от геологических условий (h – мощность пропластка; $K_{пр}/\mu$ – подвижность флюида), обеспечивающих получение плоскорадиального режима течения в ходе регистрации КВД, пригодной для количественной интерпретации. Левее и ниже синей линии (для двойного пакера) для получения надежных КВД возможно использование обоих модулей. Тогда как в области между синей и красной линиями надежные КВД могут быть получены только радиальным зондом. Также для удобства использования палетки, шкала подвижности флюида пересчитана в единицы проницаемости, исходя из фиксированных величин вязкости флюида – газ или нефть. Так, например, если мы знаем, что мощность пласта или пропластка 4 м, ожидаемый флюид – газ, проницаемость пласта – 2.5 мД, то на графике мы попадаем в область, где необходимая депрессия может быть создана как модулем двойного пакера, так и радиального зонда, при этом «зашумленность» данных на диагностическом графике будет минимальная, и данные будут пригодны для идентификации режимов течения и количественной интерпретации. Если при тех же условиях проницаемость пласта будет выше и составит, например, 5 мД, то для интервальных испытаний с регистрацией КВД возможно использовать только радиальный зонд, так как только при его использовании возможно добиться необходимого уровня депрессий на пласт.

Табл. 5.3. Сводная таблица с параметрами моделирования испытаний.

Параметры-константы	
Пластовое давление, атм (кПа)	277.6 (28128)
Скин	0
Диаметр долота, мм	215.9
Пористость, %	21
Межпакерный интервал (двойной пакер/ радиальный зонд типа Сатурн), м	1.0/ 0.19
Анизотропия проницаемости	0.1
Середина интервала, м АГ	2801
Температура, гр. Ц	119,0
Переменные параметры	
Мощность пласта, м	0.2, 0.5, 1, 2, 4, 6, 8, 10, 12
Подвижность флюида, мД/сП	30 - 1300
Расход насоса, см³/с	25, 50

Следует помнить, что данная палетка является лишь ориентировочным критерием применимости того или иного зонда, поскольку была получена расчетным путем основываясь на теоретических представлениях для конкретных условий (Табл. 5.3). Поэтому, при выходе за границы применимости того или иного модуля, остается достаточная вероятность получения представительных результатов, хоть и с более высокой погрешностью. Приведенная палетка показывает условия получения информативной КВД для расчета коэффициента продуктивности. При невозможности регистрации качественной КВД, для оценки $K_{прод}$ рекомендуется воспользоваться методом построения ИД.

Показанная палетка дает представление об ограничениях метода в области высоких значений подвижности. Подобное можно сказать и о случае проведения исследований в пластах с ухудшенными ФЕС, где зачастую требуется значительное время как для получения притока пластового флюида, так для регистрации КВД. В некоторых случаях (в основном при $K_{пр}/\mu$ менее 0.1 мД/сП) период выхода на радиальный режим течения при регистрации КВД становится настолько продолжительным, что такие исследования считаются нецелесообразными.

Кроме невозможности создать импульс давления необходимой величины при исследовании гидродинамических характеристик ОПК, имеются другие ограничения, обусловленные техническими особенностями метода и петрофизическими особенностями пород прискважинной зоны.

К техническим особенностям относится ограниченный объем откачки, что приводит к ограничению зоны дренирования, особенно в породах с повышенными ФЕС.

Методы ОПК исследуют гидродинамические параметры продуктивных пород в прискважинной зоне, свойства пород в которой нарушены процессами проникновения, что может привести к изменению смачиваемости внутренней поверхности коллекторов и изменению фазовых проницаемостей в прискважинной зоне. Эти особенности требуют дальнейшего изучения.

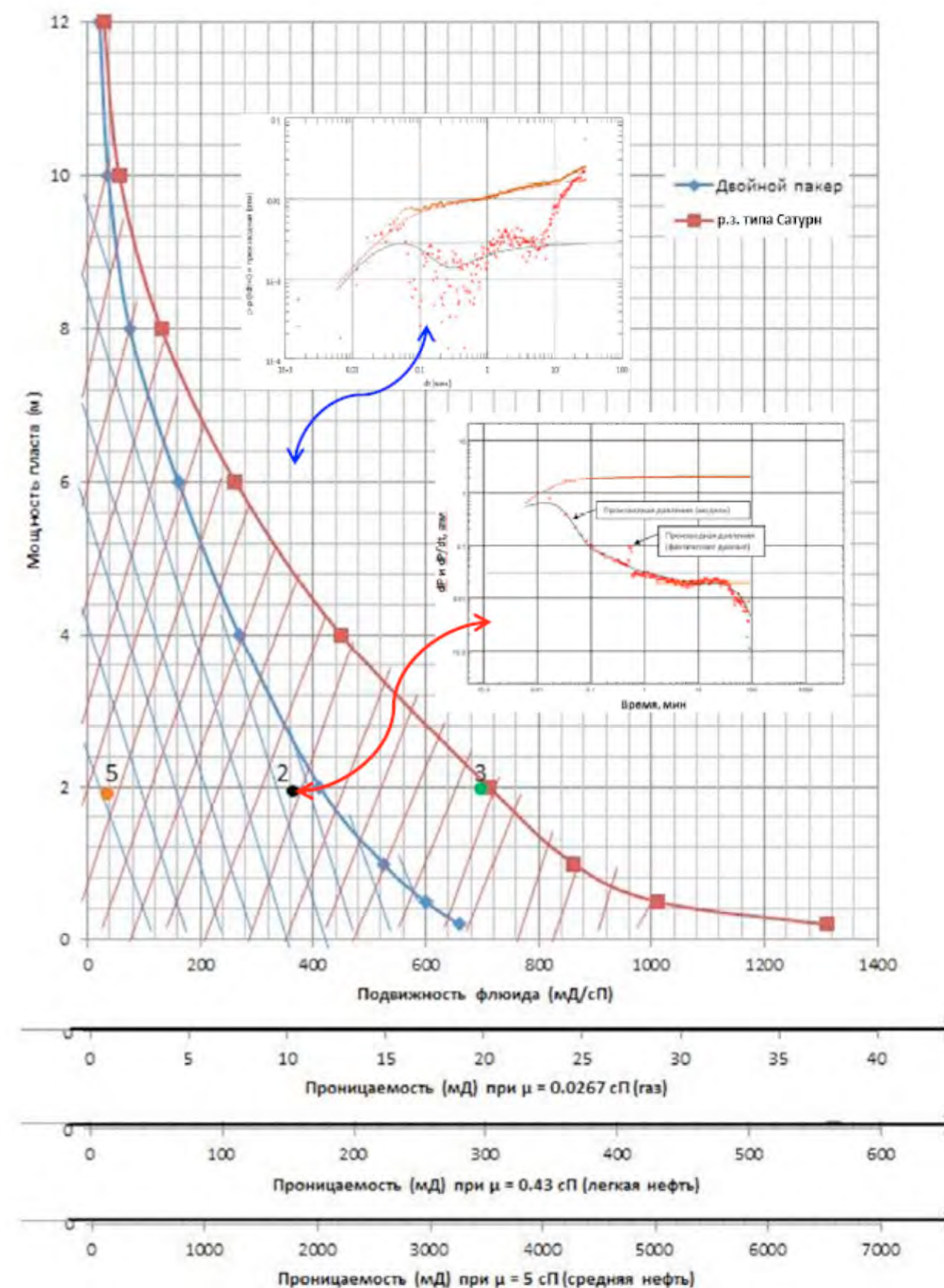


Рис. 5.9. Палетка для выбора модуля ОПК (двойной пакер или радиальный зонд) от толщины пласта и подвижности флюида.

6. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ КОМПЛЕКСОВ ГИС И ГДИС, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ ПО ЗАЛЕЖИ ДЛЯ ОТНЕСЕНИЯ ЗАПАСОВ К КАТЕГОРИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ

6.1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ЗАЛЕЖЕЙ УВС, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОТНЕСЕНИЯ ЗАПАСОВ К ПРОМЫШЛЕННЫМ КАТЕГОРИЯМ

В настоящей работе основными являются – решения задач по обоснованию геолого-промысловых параметров продуктивных пластов в отдельных скважинах и по залежи в целом методами ГДК – ОПК, обеспечивающих отнесение запасов УВС к категории промышленных и получения необходимых параметров для составления проекта опытной эксплуатации для нефтяных или проекта разработки для газовых залежей. Разработанные рекомендации относятся к залежам, приуроченным к терригенным отложениям.

Выбор интервалов и объемов исследований комплексом ОПК производится в зависимости от поставленных задач и геолого-технических условий разреза скважины. Необходимые геолого-технические данные для выбора модулей ОПК определяются по результатам количественной интерпретации комплекса ГИС, выполненного в скважине. В этой связи в представленной работе рассмотрены комплексы ГИС и методики количественной и качественной оценок параметров продуктивного разреза необходимых для планирования методов и объемов исследований ОПК для решения поставленных задач. В результате выполненного анализа рекомендованные комплексы ГИС приведенные в Табл. 2.1.

Рекомендованные комплексы ГИС и методики их интерпретации полностью отвечают требованиям количественной оценки и обоснования параметров, входящих в формулу подсчета запасов объемным методом [7].

Задачи оценки освещенности разрезов скважин керном в данной работе не стояли, объемы отбора и исследования керна регламентированы в действующих нормативных документах [4,15,16].

Основные геолого-промысловые показатели [3,5,6], которые должны быть установлены для залежей УВС по результатам ГРП, обеспечивающие первичную оценку промышленной ценности залежи:

- ▶ начальное пластовое давление,
- ▶ свойства УВ флюидов в пластовых и стандартных условиях,
- ▶ коэффициент продуктивности $K_{прод.} = Q/\Delta P$,
- ▶ коэффициент гидропроводности $\eta = (K_{пр} \cdot h_{эф.})/\mu$,
- ▶ максимальный дебит в нефтяных и АСДГ в газовых залежах.

Согласно «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» [1], на открываемых месторождениях, расположенных на шельфе морей РФ «в территориальных морских водах, во внутренних морских водах, а также в Каспий-

ском и Азовском морях к запасам промышленной категории относят залежь, вскрытую первой поисковой скважиной, в которой получены **качественные результаты** гидродинамического (ГДК) каротажа, позволяющие оценить характер насыщенности пласта» (из п. 15[1]). Принимая во внимание возможности комплекса ОПК (MDT), под понятием **качественные результаты** следует понимать, что **результаты ГДК должны однозначно оценить характер насыщенности пласта в процессе отбора проб комплексом ОПК и отобрать представительную пробу УВ флюидов, получить количественные оценки начального пластового давления и градиентов давления, зарегистрировать КВД и/или ИД, хотя бы в одной точке продуктивного пласта.**

При выполнении этих условий запасы УВ залежей, расположенных на морском шельфе, выявленные первой скважиной, могут быть однозначно отнесены к промышленной категории, без проведения испытаний в колонне, при соблюдении остальных требований к геолого-разведочному процессу [1,2,6].

6.2 ИССЛЕДОВАНИЯ ОПК. ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАНИЙ И КОНФИГУРАЦИИ КОМПЛЕКСА МОДУЛЕЙ

В главах 3 - 5 детально рассмотрены возможности количественной оценки различных гидродинамических параметров комплексом ОПК, обобщение результаты этого анализа при планировании работ по проведению замеров пластовых давлений в том числе для построения градиентов давления в скважинах; отбору кондиционных проб для изучения свойств пластовых флюидов; измерению гидродинамических параметров и коэффициентов продуктивности пластов. В каждом из этих разделов были рассмотрены необходимые объемы исследований, рекомендованы соответствующие модули комплекса ОПК (MDT) в зависимости от геолого-технических условий при решении различных задач. Обобщенные результаты этих исследований приведены в Табл. 6.1. Приведенная таблица позволяет спланировать объемы исследований для решения комплекса задач установления геолого-промысловых параметров в скважинах и залежи в целом.

Табл. 6.1. Таблица планирования примерных объемов исследований комплексом ОПК в различных геологических разрезах.

№	Геологические задачи	Тип разреза	Тип насыщения коллектора											
			Газ (при вязкости 0.015 - 0.025 сП)				Нефть (при вязкости 0.3 - 3 сП)				Вода (при вязкости 0.5 сП)			
			Классы пород по проницаемости				Классы пород по проницаемости				Классы пород по проницаемости			
			Класс 1	Класс 2	Класс 3	Класс 4	Класс 1	Класс 2	Класс 3	Класс 4	Класс 1	Класс 2	Класс 3	Класс 4
			>1000 мД	100-1000 мД	10-100 мД	1-10 мД	>1000 мД	100-1000 мД	10-100 мД	1-10 мД	>1000 мД	100-1000 мД	10-100 мД	1-10 мД
1	Замеры пластового давления и установление флюидальных контактов по градиентам пластового давления (первая цифра - рекомендованная плотность замеров в единицах на метр, вторая - минимальное количество замеров в пласте)	I	0.25/10	0.25/10	0.25/10	0.25/10	0.2/5	0.2/5	0.2/5	0.2/5	0.2/5	0.2/5	0.2/5	0.2/5
		II*	2/10	2/10	2/10	2/10	1/5	1/5	1/5	1/5	1/5	1/5	1/5	1/5
		III*	2/10	2/10	2/10	2/10	1/5	1/5	1/5	1/5	1/5	1/5	1/5	1/5
2	Определение характера насыщения и подтверждение флюидальных контактов (минимальное количество точек ОПК)	I	2	2	2	2	4	4	4	4	2	2	2	2
		II	2	2	2	2	2-4	2-4	2-4	2-4	2	2	2	2
		III	2	2	2	2	2-4	2-4	2-4	2-4	2	2	2	2
3	Отбор представительных проб и определение свойств пластовых флюидов в скважинных и лабораторных условиях (для газа и нефти приведена максимальная плотность отбора проб в ед. на метр; для воды - минимальное количество проб, шт)	I	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1	1	1	1
		II**	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1	1	1	1
		III**	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	Определение продуктивности интервала испытания при ОПК (указано рекомендованное количество испытаний) ***	I	3-5	3-5	3-5	3-5	3-5	3-5	3-5	3-5				
		II	2-5	2-5	2-5	2-5	2-5	2-5	2-5	2-5				
		III	1-5	1-5	1-5	1-5	1-5	1-5	1-5	1-5				

* - Замеры давления должны быть выполнены в каждом пропластке коллектора
 ** - Для оценки изменения свойств УВ флюидов по глубине рекомендуется отбор проб в каждом пласте
 *** - В коллекторах 1 и 2-го классов газонасыщенных пластов и 1-го класса нефтенасыщенных пластов рекомендуется регистрация ИД

Применение различного оборудования приборов ОПК для решения конкретной задачи

☐ прижимной зонд, радиальный зонд, двойной пакер (любой из трех) ☐ радиальный зонд, двойной пакер ☐ прижимной зонд, радиальный зонд
☐ прижимной зонд ☐ радиальный зонд ☐ при невозможности получения достоверной КВД воспользоваться регистрацией ИД

Примечание: в таблице даны ориентировочные объёмы исследований ОПК, зависящие от горно-геологических условий.

В приведенной таблице выбор конфигурации комплекса ОПК показан цветовой шкалой, объемы исследований для разных видов заданы в двух форматах. При проведении замеров пластовых давлений, градиентов давления в скважинах и отборе представительных проб рекомендованные величины объемов исследований показаны в виде плотности замеров на 1 м толщины исследуемого коллектора, например, 0,2 – соответствует 1 замеру на 5 м толщины пласта, 2 – по 1 замеру на 0,5 м толщины пласта и т.п.

При отборе проб для подтверждения положений ГНК, ВНК, ГВК объем необходимых проб указан в единицах, т.е. при наличии ГНК в разрезе скважины необходимо отобрать по 2 пробы выше и ниже ГНК в газоносной и нефтеносной частях разреза. При наличии в разрезе скважины ГНК и ВНК в нефтенасыщенной части необходимо отобрать 4 пробы: 2 – ниже ГНК и 2 – выше ВНК.

Отбор представительных проб пластовых УВ флюидов для изучения их свойств в пластовых и стандартных условиях указан в плотности отбора на 1 м продуктивной части разреза. Для водоносной части разреза отбор представительных проб указан в количествах проб.

При проведении гидродинамических исследований необходимый объем точек измерений приведен в единицах. При исследовании гидродинамических параметров в каждом классе должно быть не менее 3 измерений. Но в разрезах II и III типов могут присутствовать пласты толщиной 1 – 2 м, в которых разместить 3 точки в пределах пласта физически невозможно. Поэтому в задаче «Определение продуктивности» в разрезах II и III типов рекомендованное количество измерений 2-5 для II типа и 1-5 для III следует понимать следующим образом: при толщинах отдельных пластов 2 – 3м (II тип разреза) в пласте можно провести 2 измерения, но в целом для всего продуктивного разреза, если разрез представлен серией пластов, может быть выполнено до 5 измерений по другим пластам одного класса. При толщинах пластов 1 – 2м (III тип разреза) в пределах одного пласта может быть выполнено только 1 измерение, но в целом для исследуемого разреза должно быть выполнено до 5 измерений по другим пластам одного класса.

Клетки таблицы, закрашенные штриховкой, показывают, что для этих типов разреза и классов пород с указанным характером насыщения и высокими ФЕС, выполнить этот вид исследований имеющимся комплексом ОПК затруднительно (газонасыщенные разрезы 1-го и 2-го классов и нефтенасыщенные разрезы 1-го класса), т.е. при регистрации КВД в подобных условиях в связи с невозможностью создать достаточный импульс давления, на диагностическом графике производной давления возможно преобладание шума. В таких случаях рекомендуется произвести регистрацию ИД и по ней провести количественную оценку коэффициента продуктивности.

Приведенные в Табл. 6.1 рекомендации по объемам исследований при решении различных задач прежде всего исходят из следующих положений: 1). геологические условия разреза и технические условия скважины позволяют проведение необходимого комплекса ОПК для решения поставленных задач; 2). рекомендуемые объемы исследований

обусловлены тем, чтобы получить надежные величины соответствующих параметров. Однако при решении поставленных задач в зависимости от конкретных геологических условий могут быть приняты объемы исследований, отличающиеся от рекомендаций Табл. 6.1, если по таким объемам поставленная задача может быть успешно решена. Например, требуется получить величину начального пластового давления и установить его градиент в условиях мощного (более 40 м) однородного разреза. Согласно Табл. 6.1 рекомендуется выполнить измерения Рпл в 10 точках. Однако с учетом однородности пласта уже по 5 точкам устанавливается кривая градиента давления с разбросом измеренных значений в пределах точности прибора. В подобном случае можно ограничиться 5 точками измерения Рпл. Однако сокращать объемы измерений в подобном случае до 2 точек недопустимо, поскольку оценить достоверность полученных результатов по такому объему невозможно.

Приведенные в Табл.6.1 объемы являются ориентировочными и в каждом конкретном случае должны корректироваться с учетом геологических условий и решения поставленных задач.

6.3 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ОПК

До начала проведения работ ГДК-ОПК (равно, как и перед ГИС) открытый ствол скважины должен быть подготовлен, прошаблонирован долотом номинального диаметра. Подготовка скважины должна обеспечивать беспрепятственный спуск (подъем) скважинных приборов для чего необходимо: проработать ствол скважины во всем незакрепленном интервале долотом номинального диаметра с целью ликвидации уступов, резких переходов от одного диаметра к другому, мест сужения и пробок; привести параметры промывочной жидкости в соответствие с требованиями геолого-технического наряда; обеспечить однородность жидкости по всему стволу скважины, что достигается циркуляцией жидкости после бурения (при промывке) в течение не менее 2 ч на каждые 1000 м глубины скважины.

При работе в условиях слабосцементированных пород, когда существует риск выноса частиц породы и засорения внутренних линий прибора, необходимо подобрать соответствующий модуль зонда. При этом существует два варианта: либо воспользоваться модулем двойного пакера для обеспечения меньшей депрессии при откачке за счет большей площади фильтрации; либо применить радиальный зонд типа «Сатурн» с соответствующим размером сеток-фильтров, установленных на всасывающих портах. Подобные меры, как правило, позволяют успешно выполнять работы в подобных условиях.

При необходимости проведения работ ГДК-ОПК, которые подразумевают длительные стационарные исследования, в том числе - опробования, необходимо провести тест на прихват длительностью 0.5, 1, 3, 6 и 12 часов, по результатам которого должна быть подтверждена возможность остановки инструмента в открытом стволе без движения и вращения на срок до 12 часов либо уточнено время безопасной стоянки.

Как показывает опыт проведения работ ГДК-ОПК, плотность бурового раствора должна умеренно превышать пластовое давление, так как иначе это приводит к продолжительным периодам откачки, а порой и невозможности получить приток пластового флюида в ходе опробования по двум основным причинам:

1) образования значительных зон проникновения фильтра промывочной жидкости при вскрытии пластов и их последующем простое перед исследованиями;

2) уменьшения запаса по дифференциальному давлению (разница между давлением в скважине и в межпакерном интервале) для двойного пакера, для которого при номинальном диаметре скважины 215.9 мм максимальное дифференциальное давление составляет порядка 270 атм.

Выбор глубин исследования ГДК-ОПК определяется по результатам предварительной интерпретации комплекса ГИС, при этом важно учитывать ограничение по минимальному и максимальному диаметру скважины. Исходя из фактических значений диаметра скважины по данным каверномера, определяются интервалы для безопасного проведения исследований конкретным зондом. После того как по результатам ГИС и исходя из поставленных задач выбраны глубины испытания, приступают к сборке и спуску оборудования ОПК. Программу ГДК, как правило, отрабатывают сверху вниз, и уже после корректировки программы опробования по данным оценки подвижности флюида приступают к программе ОПК и интервальным испытаниям (ИК+КВД) снизу-вверх. Однако, возможны и другие варианты последовательности выполнения программы ГДК-ОПК, например, в зависимости от приоритетности испытания отдельных интервалов.

При том или ином подходе очень важно обладать полной информацией по текущему статусу испытаний на протяжении всего периода исследований для того, чтобы иметь возможность оперативного реагирования в зависимости от получаемых результатов. Подобный подход позволяет максимально использовать все возможности приборов ОПК и оптимизировать программу исследований. Достигается это за счет непрерывного сопровождения работ и выполнения интерпретации данных в реальном времени.

6.4 ИССЛЕДОВАНИЯ ОПК. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ

Преимущества измерения геолого-промысловых параметров комплексом ОПК являются:

- ▶ высокая точность привязки по глубине,
- ▶ высокий уровень детальности по вертикали,
- ▶ возможность изучения изменения параметров по вертикали,
- ▶ экономия времени при проведении исследований.

Например, по результатам замеров ОПК величин пластового давления возможно построить детальный профиль изменения пластового давления с глубиной, построить градиенты давления и с их помощью уточнить флюидальные контакты.

Анализ градиентов давления по разным скважинам позволяет судить о гидродинамической сообщаемости как между отдельными пластами, вскрытыми скважиной, так и между различными скважинами на залежи. По данным ИПТ могут быть установлены только средние характеристики для интервала перфорации.

Точечный отбор PVT проб с ОПК зачастую позволяет определять межфлюидные контакты с точностью до нескольких десятков сантиметров (при использовании прижимного зонда), чего невозможно добиться с ИПТ. Также существенным преимуществом ОПК является возможность отбирать пробы УВ равномерно по разрезу с тем, чтобы определить степень изменения композиционного состава и свойств УВ с глубиной (т.н. композиционный градиент). Данная возможность во многих случаях позволяет существенно улучшить гидродинамическую модель залежи и является необходимым для проектирования ОПЭ или ПР.

И с точки зрения оценки коэффициентов гидропроводности и продуктивности приборы ОПК позволяют получить более детализированные характеристики разреза по вертикали по сравнению с методами ИПТ.

Самым большим преимуществом ОПК является существенное снижение времени исследований, что особенно важно для скважин, расположенных на морском шельфе.

Недостатки возможностей ОПК при измерении геолого-промысловых параметров обусловлены небольшими масштабами измерений как по объему, так и во времени. Так в условиях плохих коллекторских свойств (при $K_{пр}/\mu$ менее 1 мД/сП), возможно проявление эффекта превышения давления в призабойной зоне над истинным пластовым давлением (суперчарджинг). Небольшой объем откачки флюида и ограниченное время могут привести к завышению Рпл. В условиях ИПТ данный фактор имеет меньшее влияние.

По той же причине, при проведении ОПК порой невозможно достичь приемлемого уровня очистки притока от фильтрата бурового раствора за отведенное на исследование время и произвести забор 100% «чистой» пробы пластового флюида. В то время как с ИПТ можно прокачать куда больший объем флюида.

При измерении гидродинамических характеристик (КВД) за счет малых дебитов, не удастся создать достаточную депрессию при проведении исследований в газонасыщенных высокопроницаемых коллекторах и получить валидную КВД.

Но самым существенным недостатком ОПК является невозможность измерения потенциальных дебитов нефти и абсолютно свободных дебитов газа. По данным ОПК возможно только прогнозирование дебитов с использованием специальных программ.

6.5 КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ОПК – ИПТ

Невозможность непосредственных оценок абсолютно свободного дебита газа и потенциальных дебитов нефти методами ОПК показывает, что для получения всех параметров залежи для отнесения запасов УВ к промышленной категории необходимо комплексирование методов исследования, перечисленных в Табл. 1.1. Задачи, решаемые при проведении ГДИС приборами ИПТ в колонне и приборами ГДК/ОПК в открытом стволе, являются взаимно дополняемыми.

Как отмечено выше, если при получении притока УВ флюида по данным ОПК с соответствующим комплексом исследований геолого-промысловых характеристик в скважине-первооткрывательнице месторождения, расположенного на шельфе моря, позволяет принять запасы по промышленной категории, то в последующих скважинах, для сопоставления получаемых при исследованиях параметров, комплексное проведение ОПК – ИПТ необходимо.

Количество последующих разведочных скважин, в которых необходимо провести совместные испытания ОПК – ИПТ, будет определяться: 1) необходимостью установления величин потенциальных дебитов нефти или абсолютно свободного дебита газа; 2) необходимостью калибровки результатов исследований ОПК (MDT) и ИПТ (DST).

Для залежей УВ приуроченных к песчано-глинистым породам со сравнительно однородными ФЕС и простым геологическим строением – выдержанными по площади продуктивными пластами, отсутствием экранирующих тектонических нарушений, едиными ГНК и/или ГВК, ВНК и т.п., проведения совместных опробований ОПК – ИПТ будет достаточно в 1 скважине, если в продуктивном разрезе будет представлен весь спектр пород по ФЕС.

В условиях сложного геологического строения залежей – наличие экранирующих тектонических нарушений, существенные литологические неоднородности пород, приводящие к отсутствию коллекторов на отдельных участках площади залежи и др., могут привести к необходимости увеличения количества скважин, в которых необходимы совместные испытания ОПК – ИПТ. Количество таких скважин определяется в процессе мониторинга выполнения проекта ГРП на месторождении соответствующими службами компаний-операторов. Критерии, которые позволяют принять решение по проведению совместных испытаний, должны базироваться на корреляции разреза вновь пробуренной скважины с ранее пробуренными, результатах количественных оценок ФЕС по комплексу ГИС, замеров начальных пластовых давлений комплексом ОПК. Если во вновь пробуренной скважине разрез аналогичен с разрезами в ранее пробуренных, ФЕС коллекторов идентичны, градиенты пластового давления характеризуются единой закономерностью с измеренными в предыдущих скважинах, и хотя бы в одной из ранее пробуренных скважин имеются результаты совместных опробований ОПК – ИПТ, то для отнесения запасов УВ к промышленным категориям можно ограничиться комплексом MDT без проведения опробования в колонне.

6.6 ПРИМЕР ПЛАНИРОВАНИЯ ПРОГРАММЫ ОПК

Планирование необходимых и достаточных объемов исследований комплексом ОПК для получения гидродинамических характеристик продуктивной части разреза проиллюстрировано на примере одной из скважин Охотского моря. В этой скважине выполнен детализационный комплекс ГИС, большой объем исследований с помощью MDT и DST (3 объекта). В Табл. 6.2 приведены объем выполненных исследований MDT и рекомендуемый оптимальный объем, согласно геологическим условиям разреза и разработанным рекомендациям.

Табл. 6.2. Выполненный и рекомендуемый объемы исследований MDT.

Насыщение	Выполнено					Рекомендуется						
	Глубина, м	ГДК	ОПК (контакты)	ОПК (пробы)	КВД, ИД	Глубина, м	Тип разреза	Класс	ГДК	ОПК (контакт)	ОПК (пробы)	КВД, ИД
Газ	2792.5	+		+		2792.5	I		+			
	2792.4	+										
	2794.0	+				2794.0		2	+		+	+
	2795.0	+										
	2799.0	+										
	2803.0	+				2803.0		3	+		+	+
	2802.9	+										
	2810.0	+				2810.0		3	+		+	+
	2813.3	+		+								
						2815.0		4	+			+
	2818.5	+				2818.5		2	+		+	+
	2820.1	+										
	2821.0	+		+								
						2825.0		4	+		+	+
	2830.0	+				2830.0			+			
	2831.0	+		+								
	2834.0	+				2834.0		3	+			+
						2838.0		4	+		+	+
	2843.0	+										
	2847.2	+		+		2847.2			+			
2854.0	+		+									
2855.0	+				2855.0	1	+	+	+	+		
2856.0	+											
2856.5	+				2856.5		+					
2860.0	+	+	+		2860.0	2	+	+		+		
Нефть						2863.0	I	2	+	+		+
	2864.0	+				2865.0		2	+	+	+	+
	2865.0	+										
	2867.0	+	+	+								
	2871.5	+										
	2874.5	+	+	+		2874.5		3	+		+	+
	2876.5	+										
	2881.0	+				2881.0		3		+		+
2882.5	+				2882.5		+	+				
Вода						2884.0	III		+	+		
	2889.0	+	+	+		2889.0			+	+	+	
	2922.5	+				2922.5			+			
	2923.0	+	+									
	2963.0	+										
	2963.2	+							+			
	2965.5	+		+								

задача решена полностью.
 задача решена частично
 задача не решена

На Рис. 6.1 приведены исходные данные ГИС (Schlumberger) и результаты интерпретации (пакет ELAN+ Schlumberger). На планшете нанесены также данные керна по скважине для подтверждения достоверности интерпретации. На Рис. 6.2 показаны рассчитанные общие мощности по классам пород по Кпр в этой скважине.

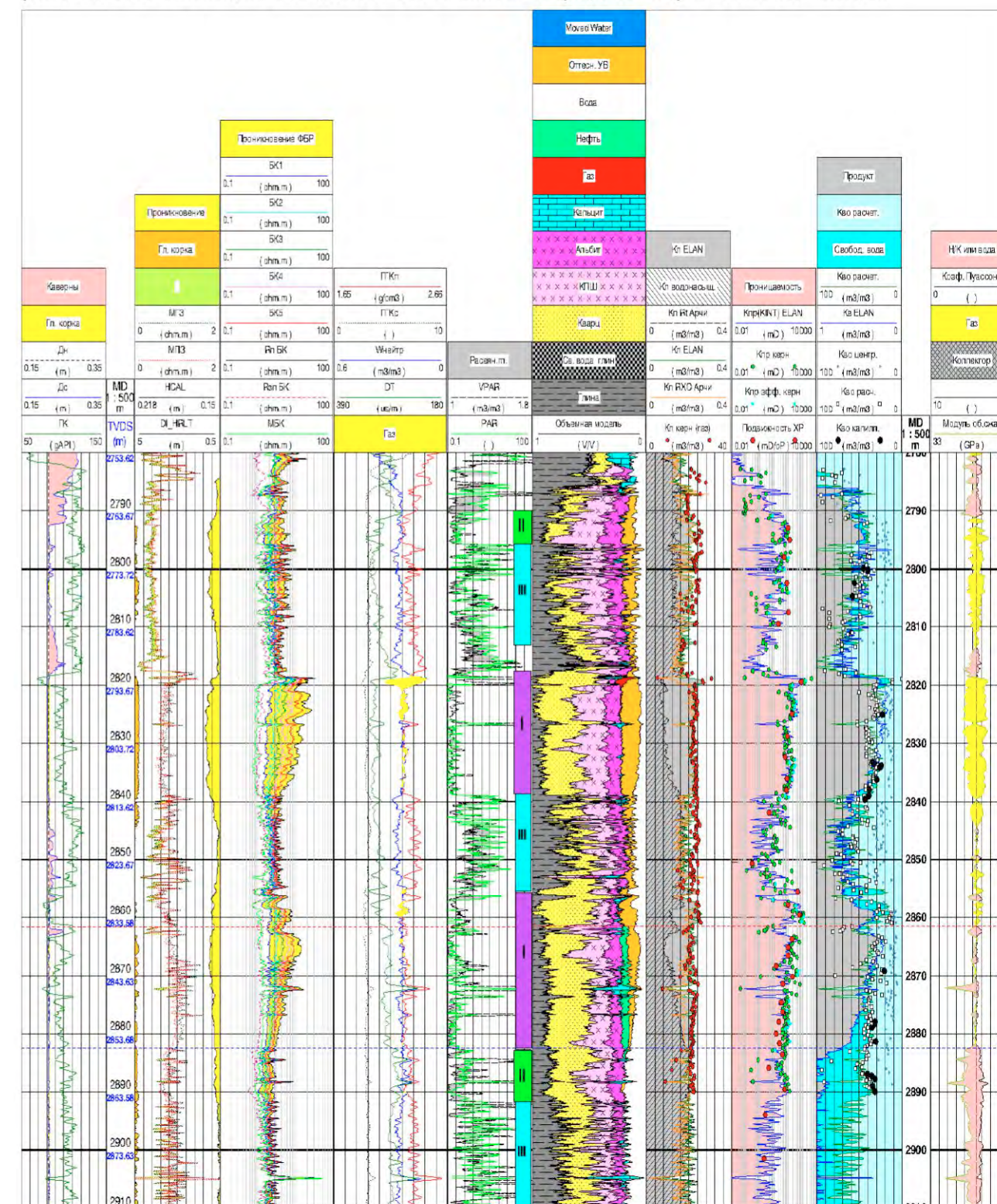


Рис. 6.1 Исходные данные ГИС и результаты интерпретации по одной из скважин, расположенной на шельфе Охотского моря.

Исходные данные: Трек 1 – ГК, КВ; Трек 2 – Глубины; Трек 3 – МПЗ, МГЗ, Глинистая/шламовая корка, Д зоны проникновения; Трек 4 – 5-зондовый БК, МБК, $R_{n,гр}$; Трек 5 – W, ГГКп, ГГКс, Dt.

Результаты интерпретации: Трек 6 – параметры неоднородности и типы разреза по морфологии (I, II, III); Трек 7 – объемная модель ELAN+; Трек 8 – Кп ГИС, Кп керн, Кп(Рп), Кп(Рпп); Трек 9 – Кпр ГИС (ELAN+ - Херрон), Кпр керн, $K_{пр,эф}$ керн, Подвижность по ГДК (MDT); Трек 10 – Кв ГИС, Кво керн (капилляриметрия), Кво керн (центрифуга), Кво керн (расчетное из Кпр), Кво расч. ГИС (из Кпр); Трек 12 – Коэффициент Пуассона, модуль объемного сжатия, флаг коллектора; Красный пунктир через весь планшет – ГНК, синий пунктир – ВНК.

Прежде всего необходимо отметить, что при выполнении программы ГДК-ОПК исследований использовался только модуль прижимного зонда. Как видно из приведенных данных, задача гидродинамических исследований – ГДИ, измерение пластовых давлений и градиентов давления, выполнена полностью и получены достоверные результаты в газоносной, нефтеносной и водоносной частях разреза.

Отбор проб для подтверждения принятых положений ГНК и ВНК произведен в недостаточном объеме. Не отобраны пробы в непосредственной близости ГНК со стороны нефтеносной части разреза и отсутствуют пробы интервала ВНК как со стороны нефтеносной части, так и со стороны водоносной части разреза.

Отбор кондиционных проб для определения PVT свойств в газоносной части выполнен в полном объеме и результаты анализа могут быть использованы в подсчете запасов. В нефтеносной части необходимо было отобрать в большем количестве для уточнения характера изменения свойств УВ с глубиной. Также, существенным моментом является использование прижимного зонда для отбора проб флюида в околокритическом состоянии. Для подобных условий лучшим решением является использование радиального зонда, либо модуля двойного пакера. Гидродинамические исследования не планировались и не проведены.

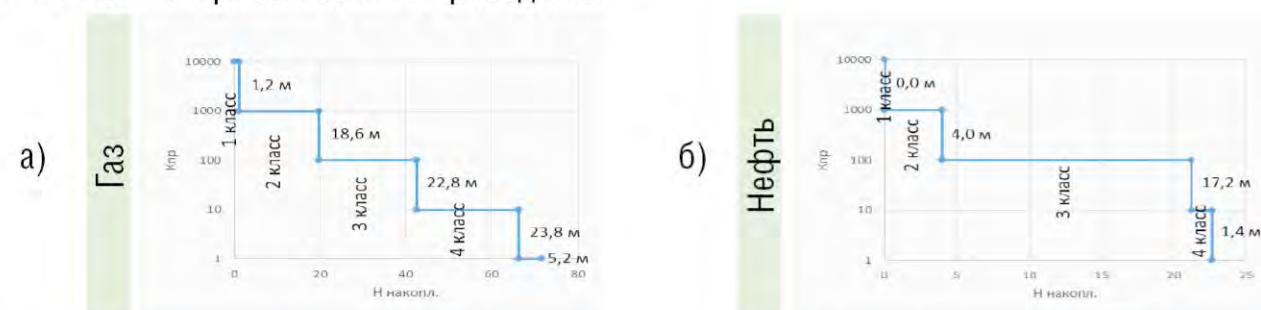


Рис. 6.2. Разделение общей мощности продуктивного разреза (а) – газонасыщенной части; (б) нефтенасыщенной части) скважины на толщины по отдельным классам коллекторов, выделенных по проницаемости Кпр ГИС.

В правой части таблицы рекомендованы объемы исследований и модули ОПК, позволяющие получить характеристики всех гидродинамических параметров, при этом технология проведения исследований подобрана так, чтобы замеры КВД могли быть продублированы построениями ИД. В целом программа оптимизирована с точки зрения выполнения всех задач в пределах одного интервала исследований.

6.7 КРАТКИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МОДУЛЬНОГО ИСПЫТАТЕЛЯ ПЛАСТОВ MDT

Для контакта с пластом и осуществления отбора флюида в настоящее время используются следующие типы зондов MDT: а) модуль прижимного зонда; б) модуль двойного пакера; в) модуль радиального зонда типа «Сатурн» (Рис. 6.3).

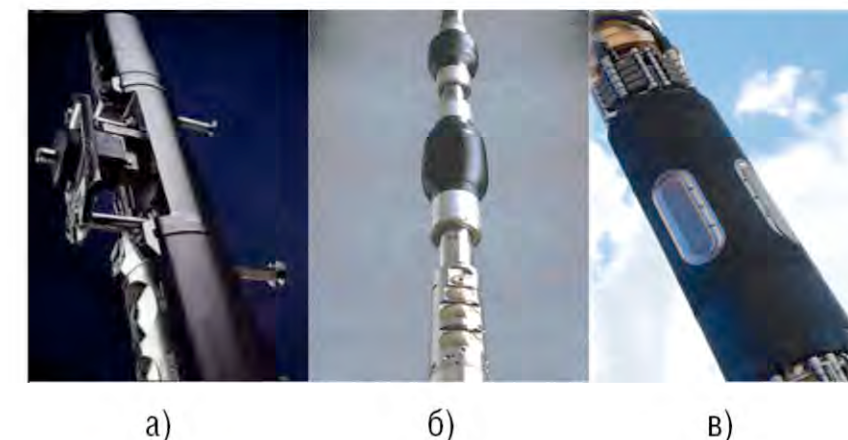


Рис. 6.3 Модули для контакта с пластом

Модуль прижимного зонда — это узел с прижимным пакером и телескопическими поршнями, расположенными с противоположной стороны прибора (Рис. 6.3а). Модуль снабжен приемной камерой максимальной емкостью 20 см³ для отбора флюида во время замера давления. Прижимной зонд чаще всего используется для замера пластового давления и оценки подвижности флюида в средне и высокопроницаемых породах, также с его помощью возможно отбирать представительные пробы флюидов при $K_{пр}/\mu > 10$ мД/сП.

Модуль прижимного зонда Quicksilver – используется для отбора наиболее представительных PVT проб нефти в условиях РНО (или проб пластовой воды в условиях РВО) за счет разделением потока флюида (Рис. 6.4), когда пластовый флюид преимущественно отбирается через центральное сопло, а фильтрат бурового раствора откачивается через экранирующую линию отбора.

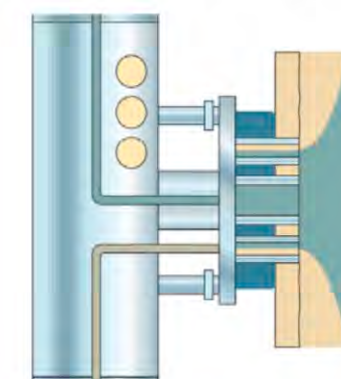


Рис. 6.4 Фокусированный прижимной зонд типа Quicksilver.

Модуль двойного пакера оснащен двумя надувными пакерующими элементами (Рис. 6.3б), которые изолируют интервал ствола скважины (от 1 м до 3.4 м) для замеров давления, отбора проб и проведения гидродинамических исследований. Позволяет проводить исследования в низкопроницаемых породах ($K_{пр}/\mu$ от 0,1мД/сП), слабосцементированных пластах, а также при отборе проб в насыщенных системах.

Модуль радиального зонда типа «Сатурн» – пакерующий элемент с четырьмя эллиптическими портами (Рис. 6.3в). Позволяет проводить испытания в крайне неблагоприятных условиях – в низкопроницаемых пластах, в коллекторах с высоковязкой нефтью, в слабосцементированных породах, в коллекторах с околокритическими свойствами пластовых флюидов, в условиях неровностей стенок ствола скважины.

Оптический анализатор фракционного состава (АФА) – выполняет ряд оптических измерений, которые позволяют характеризовать флюид и, в частности, отличать УВ от ФБР как на водной, так и на нефтяной основе, определять процентное содержание примесей в пробе, чтобы судить о ее представительности. Определяемые параметры: тип флюида, газовый фактор, pH воды, обнаружение свободного газа.

Оптический анализатор композиционного состава (СФА) – позволяет получить количественную оценку компонентного состава УВ в реальном времени – содержание метана [C1], комбинация этана-пропана-пентана [C2-C5] и группы более тяжелых молекул углеводородов [C6+]. Также модуль оснащен детектором флуоресценции, который реагирует даже на незначительное количество жидких УВ в потоке.

Комплексный анализатор флюида (IFA). Анализатор нового поколения, включающий в себя все необходимые методы, позволяющие получить давление и температуру непосредственно в проточной линии, компонентный состав прокачиваемого флюида (газ, нефть, вода, буровой раствор) и детальный композиционный состав УВ (C1, C2, C3-C5, C6+, дополнительно CO₂), газовый фактор (ГФ), значение УЭС, плотность, показатель pH и данные флуоресценции.

Мультипробоотборный модуль с несколькими камерами включает как правило 6 герметичных пробоотборных камер, номинальным объемом 450 см³, либо 250 см³. Камеры ёмкостью 250 см³ оснащены водородным компенсатором, позволяющим сохранить пробу в однофазном состоянии при подъёме на поверхность.

Пробоотборная камера увеличенного объёма. Стандартные модульные забойные пробоотборные камеры выпускаются объемом 4, 10 и 23 литра.

Глубинный насос применяется для прокачки флюида по линии отбора в ходе опробования, опрессовки пробоотборных камер, накачивании и сдувании двойного пакера и радиального зонда, при этом расход, а вместе с ним и депрессия, регулируются с поверхности и режиме реального времени.

Стандартная компоновка приборов MDT для проведения работ ГДК-ОПК приведена на Рис. 6.5.



Рис. 6.5 Компоновка приборов MDT

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Приказ МПР РФ №477 от 01.11.2013 г. «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»
2. Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Роснедра, 2014г.
3. ГОСТ Р 53713-2009. Национальный стандарт РФ. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. Дата введения 2011-01-01.
4. (46) Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Минприроды РФ. Приказ № 126 от 07.02.2001г.
5. (5) Руководство по исследованию природных газоконденсатных систем с целью подсчета балансовых компонентов природного газа, проектирования, анализа и контроля за разработкой месторождений ОАО «Газпром». Р Газпром 2-3.3-303-2009. М., 2009.
6. ГОСТ Р 53713-2009. Национальный стандарт РФ. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. Дата введения 2011-01-01.
7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Москва-Тверь, 2003 г.
8. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Приказ Минэнерго РФ №134 от 07.05.2001г.
9. РД 153-39.0-069-01. Техническая инструкция проведения геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. Приказ Минэнерго РФ №39 от 09.02.2001г.
10. ГОСТ Р 53375-2009. Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования. Введен 07.01.2010г.
11. ГОСТ Р 53240-2008. Скважины поисково-разведочные нефтяные и газовые. Правила проведения испытаний. Введен 01.01.2010г.
12. Основы испытания пластов. Перев.с англ. Schlumberger, Texas, 2006.
13. Дж. Гриффитс. Научные методы исследования осадочных пород (перев. с англ.). Изд. МИР, М. 1971г.
14. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. Недра, М. 1966г.
15. РД39-0147716-505-85. Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин. М. 1988г.
16. ГОСТ Р53709-2009. Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования. М.2010г.
17. Приказ МПР РФ N 126 от 7 февраля 2001 г. «Об утверждении временных положений и Классификаций».



МОСКВА
2015