

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОЛЛЕДЖ ИМ.Ю.Г.ЭРВЬЕ

Отделение разведки, разработки
нефтяных и газовых месторождений

**ПМ.01 ПРОВЕДЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ
И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

(МДК 01.01. Разработка нефтяных и газовых месторождений
Раздел 2. Основы нефтегазового дела)

Методические указания по выполнению практических работ
для обучающихся по программе подготовки специалистов среднего звена
21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тюмень
ТИУ
2017

ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (МДК 01.01. Разработка нефтяных и газовых месторождений Раздел 2. Основы нефтегазового дела): метод.указания по выполнению практических работ для обучающихся по программе подготовки специалистов среднего звена 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений/ сост. М.А.Черноиванова; Тюменский индустриальный университет. 1–е изд.– Тюмень: Издательский центр БИК, ТИУ 2017. – 42 с.

Методические указания рассмотрены и рекомендованы к изданию на заседании предметно-цикловой комиссии разведки, разработки нефтяных и газовых месторождений «02» марта 2017 года, протокол № 8

Аннотация

Методические указания по профессиональному модулю «Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» (МДК 01.01. Разработка нефтяных и газовых месторождений Раздел 2. Основы нефтегазового дела) предназначены для обучающихся по программе подготовки специалистов среднего звена 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Методические указания содержат краткие теоретические сведения по изучаемым темам, содержание практических занятий, примеры решения задач, задачи для самостоятельного решения, а также контрольные вопросы и список литературы.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Содержание практических занятий	7
ПРН№1. Оценка начальных запасов углеводородных месторождений	8
ПРН№2. Наземное оборудование фонтанных скважин	11
ПРН№3. Динамограммы	14
ПРН№4. Расчет коэффициента извлечения нефти на примере залежи, разработка которой будет осуществляться за счет расширения пластовых флюидов	18
ПРН№5. Распределение пластового давления по глубине залежи, не затронутой разработкой	23
ПРН№6. Расчет сепаратора природного газа на пропускную способность по газу	28
ПРН№7. Расчет вертикального гравитационного сепаратора по газу	30
ПРН№8. Обработка результатов исследования скважин	31
ПРН№9. Обработка и интерпретация результатов исследования	35
ПРН№10. Определение коэффициентов продуктивности, проницаемости и гидропроводности	39
Критерии оценки работы обучающихся	41
Список литературы	42

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания по выполнению практических занятий составлены в соответствии с рабочей программой профессионального модуля ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (МДК 01.01. Разработка нефтяных и газовых месторождений Раздел 2. Основы нефтегазового дела) для обучающихся по программе подготовки специалистов и служащих.

Целью выполнения практических занятий является:

- формирование умений применять, анализировать, систематизировать знания об основных понятиях эксплуатации скважин,
- формирование умений расчета технологических процессов.

В результате освоения учебной программы, в том числе практических занятий обучающийся должен:

иметь практический опыт:

- контроля за основными показателями разработки месторождений;
- контроля и поддержания оптимальных режимов разработки и эксплуатации скважин;
- предотвращения и ликвидации последствий аварийных ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях;
- проведения диагностики, текущего и капитального ремонта скважин;
- защиты окружающей среды и недр от техногенных воздействий производства;

уметь:

- определять свойства конструкционных и строительных материалов, горных пород и грунтов, осуществлять их выбор при сооружении и ремонте трубопроводов и хранилищ;
- обрабатывать геологическую информацию о месторождении;
- обосновывать выбранные способы разработки нефтяных и газовых месторождений;
- проводить анализ процесса разработки месторождений;
- использовать средства автоматизации технологических процессов добычи нефти и газа;
- проводить исследования нефтяных и газовых скважин и пластов;
- использовать результаты исследования скважин и пластов;
- разрабатывать геолого-технические мероприятия по поддержанию и восстановлению работоспособности скважин;
- готовить скважину к эксплуатации;
- устанавливать технологический режим работы скважины и вести за ним контроль;
- использовать экобиозащитную технику;

знать:

- строение и свойства материалов, их маркировку, методы исследования; классификацию материалов, металлов и сплавов; основы технологических методов обработки материалов;
- геофизические методы контроля технического состояния скважины;
- требования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений;
- технологию сбора и подготовки скважинной продукции;
- нормы отбора нефти и газа из скважин и пластов;
- методы воздействия на пласт и призабойную зону;
- способы добычи нефти;
- проблемы в скважине: пескообразование, повреждение пласта, отложения парафинов, эмульгирование нефти в воде и коррозию;
- особенности обеспечения безопасных условий труда в сфере профессиональной деятельности;
- правовые, нормативные и организационные основы охраны труда в нефтегазодобывающей организации.

Процесс изучения профессионального модуля направлен на формирование следующих компетенций таблица 1:

Таблица 1

Код	Наименование результата обучения
ПК 1.1	Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений
ПК 1.2	Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин
ПК 1.3	Предотвращать и ликвидировать последствия аварийных ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях
ПК 1.4	Проводить диагностику, текущий и капитальный ремонт скважин
ПК 1.5	Принимать меры по охране окружающей среды и недр
ОК 1	Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес
ОК 2	Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество
ОК 3	Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность

ОК 4	Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития
ОК 5	Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности
ОК 6	Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями
ОК 7	Брать на себя ответственность за работу членов команды, за результат выполнения заданий
ОК 8	Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации
ОК 9	Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности

Общие требования к выполнению практических занятий и оформлению отчета

1. Порядок выполнения:

- изучить теоретический материал;
- выполнить практические занятия согласно алгоритму;
- ответить на контрольные вопросы.

2. Форма отчетности:

Результаты выполнения практических занятий должны оформляться в тетради и содержать:

- номер, тему и цель занятия;
- описание решения заданий;
- краткие ответы на контрольные вопросы.

СОДЕРЖАНИЕ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

Для формирования знаний, умений в области основ нефтегазового дела предусмотрено проведение как лекционных, так и практических занятий, причем практические занятия составляют 40% от общего количества часов.

Темы практических занятий и объем аудиторных часов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Перечень тем практических занятий

№ п/п	Наименование тем	Наименование практических занятий	Трудоемкость (часы)	Формируемые компетенции
Раздел 2. Основы нефтегазового дела				
1.	Тема 1 Нефтяная и газовая промышленность России	ПР№1. Оценка начальных запасов углеводородных месторождений	2	ПК 1.1 ОК 2
2.	Тема 3 Добыча нефти и газа	ПР№2. Наземное оборудование фонтанных скважин	2	ПК 1.2 ОК 4
		ПР№3. Динамограммы	4	ПК 1.2 ОК 5
		ПР№4. Расчет коэффициента извлечения нефти на примере залежи, разработка которой будет осуществляться за счет расширения пластовых флюидов	2	ПК 1.1 ОК1
		ПР№5. Распределение пластового давления по глубине залежи, не затронутой разработкой	2	ПК 1.1 ОК2
3.	Тема 4 Переработка нефти и газа	ПР№6. Расчет сепаратора природного газа на пропускную способность по газу	4	ПК 1.2 ОК 4
		ПР№7. Расчет вертикального гравитационного сепаратора по газу	4	ПК 1.2 ОК 4
4.	Тема 5 Исследования скважин	ПР№8. Обработка результатов исследования скважин	4	ПК 1.2 ОК 3
		ПР№9. Обработка и интерпретация результатов исследования	4	ПК 1.2 ОК 3
		ПР№10. Определение коэффициентов продуктивности, проницаемости и гидропроводности	2	ПК 1.2 ОК 4

Практическая работа № 1

Тема: Оценка начальных запасов углеводородных месторождений

Цель: овладение приемами расчета начальных запасов углеводородов по имеющейся геологической информации.

Время выполнения: 2 часа

Теоретический материал

После того, как в результате поисково-разведочных работ было открыто месторождение углеводородов, первое, что лежит в основе его разработки – это оценка запасов.

Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти и газа подсчитываются и учитываются в государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ по результатам геологоразведочных работ и разработки месторождений.

Объем нефти с растворенным в ней газом в пластовых условиях будет равен:

$$V_{н.пл.} = F \cdot h_{эф} \cdot m_{от} \cdot (1 - S_g), \quad (1.1)$$

где F – площадь залежи, m^2 ; $h_{эф}$ – эффективная нефтенасыщенная мощность, м; $m_{от}$ – коэффициент открытой пористости, д.е.; S_g – насыщенность остаточной водой, выражается в долях единиц объема порового пространства пласта.

Поскольку произведение $F \cdot h_{эф}$ представляет собой объем залежи $V_{зал}$, а произведение $F \cdot h_{эф} \cdot m_{от}$ представляет собой объем порового пространства залежи $V_{пор}$, который может быть заполнен пластовыми флюидами, то выражение 1.1 можно также представить в следующем виде:

$$V_{н.пл.} = V_{зал} \cdot m_{от} (S_n + S_g) = V_{пор} (S_n + S_g), \quad (1.2)$$

где S_n и S_g – насыщенность порового пространства нефтью и газом, соответственно, также выражается в долях единиц объема порового пространства пласта.

Все нефти, находясь под действием высоких пластовых давлений и температур, содержат некоторое количество растворенных в них газов. Поэтому объем нефти с растворенным в ней газом в пласте, необходимо приводить к стандартным условиям на поверхности Земли после ее дегазации. Этот объем в стандартных условиях будет равен:

$$V_{н.пов.} = V_{зал} \cdot m_{от} \cdot (1 - S_g) / B_{об}, \quad (1.3)$$

где $B_{об}$ – объемный коэффициент пластовой нефти, численно равный:

$$B_{об} = \frac{(V_{пл})_{P,T}}{V_{пов}}, \quad \left[\frac{м^3}{м^3} \right] \quad (1.4)$$

где $(V_{пл})_{P,T}$ – объем нефти в пластовых условиях при давлении P и температуре T , м³; $V_{нов}$ – объем той же нефти после ее дегазации, при атмосферном давлении и температуре 20 °С, м³.

Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 м³ дегазированной нефти. Объем нефти в пластовых условиях всегда больше чем в поверхностных, так как в недрах Земли, нефть залегает при пластовых давлениях и температурах с растворенным в ней газом, а при извлечении ее на дневную поверхность, где атмосферное давление и температура 20 °С, этот газ из нее выделяется. Таким образом, значение объемного коэффициента всегда больше 1.

Параметры $m_{от}$ и S_e определяются в результате петрофизического анализа. Площадь F и эффективную мощность $h_{эф}$ определяют в результате детального изучения характера залегания и структурной формы горных пород, для этого дополнительно строят структурную карту (рис 1), на которой показывается поверхность продуктивного пласта и форма его изгиба.

На рисунке 1 черным цветом представлен продуктивный нефтенасыщенный пропласток, коричневым непроницаемая кровля, синим законтурная вода. Красные линии – скважины, в которых в результате геофизических исследований были определены эффективная мощность и положение ВНК, а также геометрическая форма залежи, что позволяет дать приблизительную оценку какой объем имеет сама нефтенасыщенная залежь.

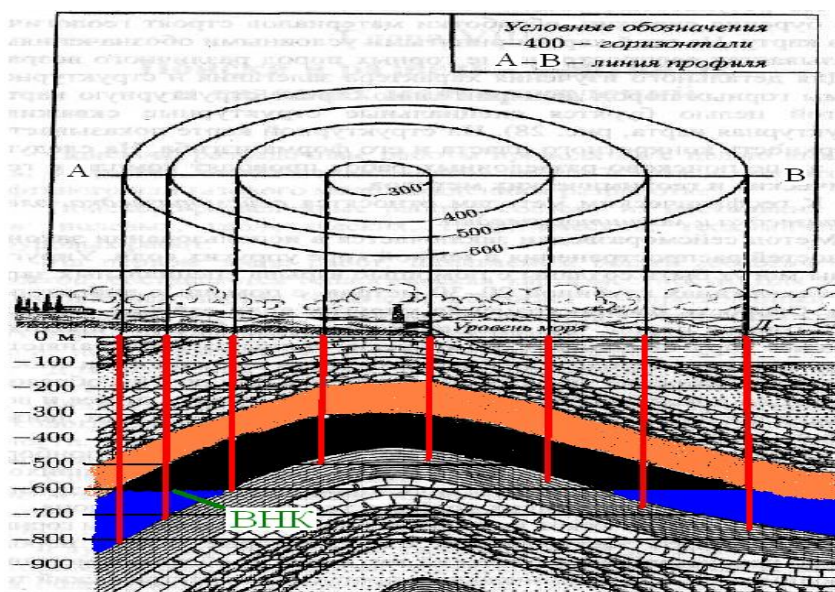


Рисунок 1 Структурная карта залежи по кровле с верха и разрез по линии АВ внизу

Задание к работе: Определить объем нефти с растворенным в ней газом в пластовых условиях и объем нефти этого же месторождения приведенного к поверхностным условиям после дегазации (таблица 3).

Таблица 3

Вариант	Месторождение / тип залежей	Год открытия / ввода в разработку	Глубина залегания, м	S_g , %	F , м ²	$h_{эф}$, м	$m_{ом}$, %	$B_{об}$, м ³ /м ³
1	Самотлорское / Н, ГН, Г	1965 / 1969	1670-2200	10	59259259	250	24	1,4
2	Ромашкинское / Н	1943 / 1952	750-1765	12	42319749	500	14,5	1,6
3	Приобское / Н	1982 / 1989	2300-3250	14	29531192	450	17,5	1,4
4	Лянторское / НГК, Н	1964 / 1978	2050-2105	15	280112044	35	24	1,5
5	Федоровское / Н, НГ	1971 / 1973	2300-2800	13	34345377	240	25,1	1,5
6	Мамонтовое / Н	1965 / 1970	1920-2470	12	36475869	180	22,5	1,3
7	Туймазинское / Н	1937 / 1945	1100-1680	14	9804822	275	20,7	1,4
8	Арланское / Н	1954 / 1958	930-1300	15	14939309	150	21	1,2
9	Повховское / Н	1972 / 1978	2580-2740	20	26785714	70	18	1,5
10	Комсомольское / Н, НГК	1966 / 1989	1220-2781	16	1677018	230	25	1,6

Примечание. Тип залежей: Н – нефтяная; ГН – газонефтяная; Г – газовая; НГК – нефтегазоконденсатная

Контрольные вопросы:

1. После открытия месторождения углеводородов, что самое первое лежит в основе его разработки?
2. По какой формуле определяется объем нефти в пласте с растворенным в ней газом в пластовых условиях?
3. Что представляет собой произведение $F \cdot h_{эф}$?
4. Что представляет собой произведение $F \cdot h_{эф} \cdot m_{ом}$?
5. По какой формуле определяется объем нефти в пласте приведенный к поверхностным условиям?
6. Что такое объемный коэффициент пластовой нефти и что он показывает?
7. Значение объемного коэффициента всегда больше единицы или меньше?
8. Что значат следующие обозначения $m_{ом}$ и S_g и как они определяются?
9. Что представляет собой структурная карта залежи?
10. Что такое эффективная мощность пласта и как она определяется?

Практическая работа № 2

Тема: Наземное оборудование фонтанных скважин

Цель: освоение методов выбора наземного оборудования в соответствии с условиями эксплуатации скважин.

Время выполнения: 2 часа

Теоретический материал

Комплекс оборудования фонтанных скважин включает:

Колонная головка – предназначена для обвязки устья скважины с целью герметизации межтрубных пространств, обвязки обсадных колонн и установки фонтанной арматуры. В зависимости от количества спущенных колонн различают одно-, двух-, трех-, четырех- и пятиколонные головки. Они должны удовлетворять следующим требованиям:

- надежная герметизация межтрубных пространств;
- возможность контроля давления во всех межтрубных пространствах;
- быстрое и надежное крепление подвески обсадных колонн;
- быстрый и удобный монтаж;
- минимально возможная высота;
- высокая надежность (в процессе эксплуатации колонная головка не подлежит ремонту).

Выпускаются колонные головки на 14, 21, 35, 50 и 70 МПа рабочего давления. В процессе бурения на колонную головку монтируются превенторы и на них устанавливают фонтанную арматуру.

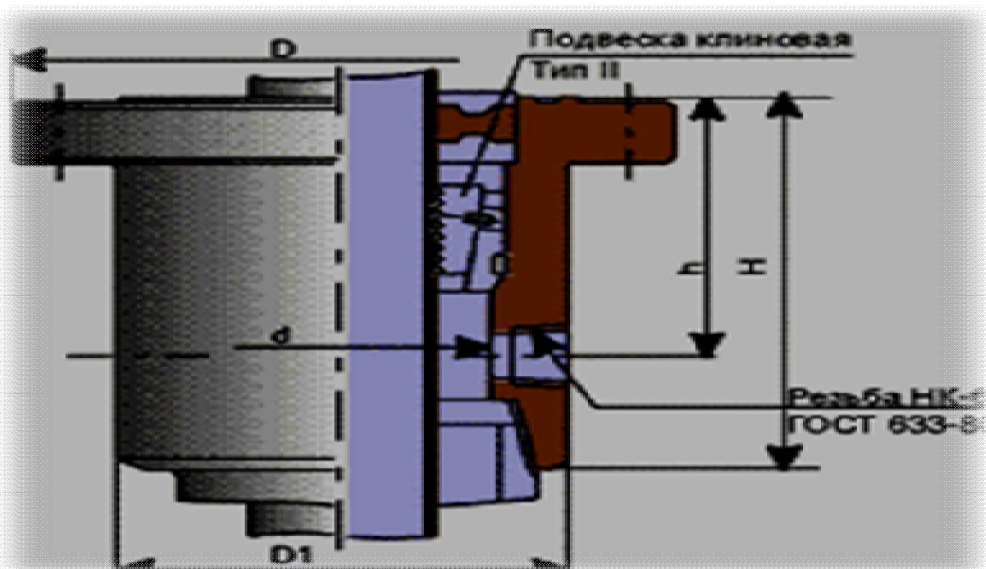


Рисунок 2 Однофланцевая колонная головка

Фонтанная арматура предназначена для герметизации устья, контроля и регулирования режима эксплуатации скважин (эксплуатационных и нагнетательных), направления продукции скважин на замерные устройства.

Фонтанные арматуры различаются по конструктивным и прочностным признакам:

- по рабочему давлению (14, 21, 35, 70, 105 МПа);
- по размерам проходного ствола (50, 60, 80, 100, 150 мм);
- по конструкции фонтанной елки: крестовые (АФК) и тройниковые (АФТ);
- по числу спускаемых в скважину рядов НКТ: однорядные и двухрядные;
- по типу запорных устройств: с задвижками и кранами;
- по типу соединения элементов арматуры: фланцевые и резьбовые.

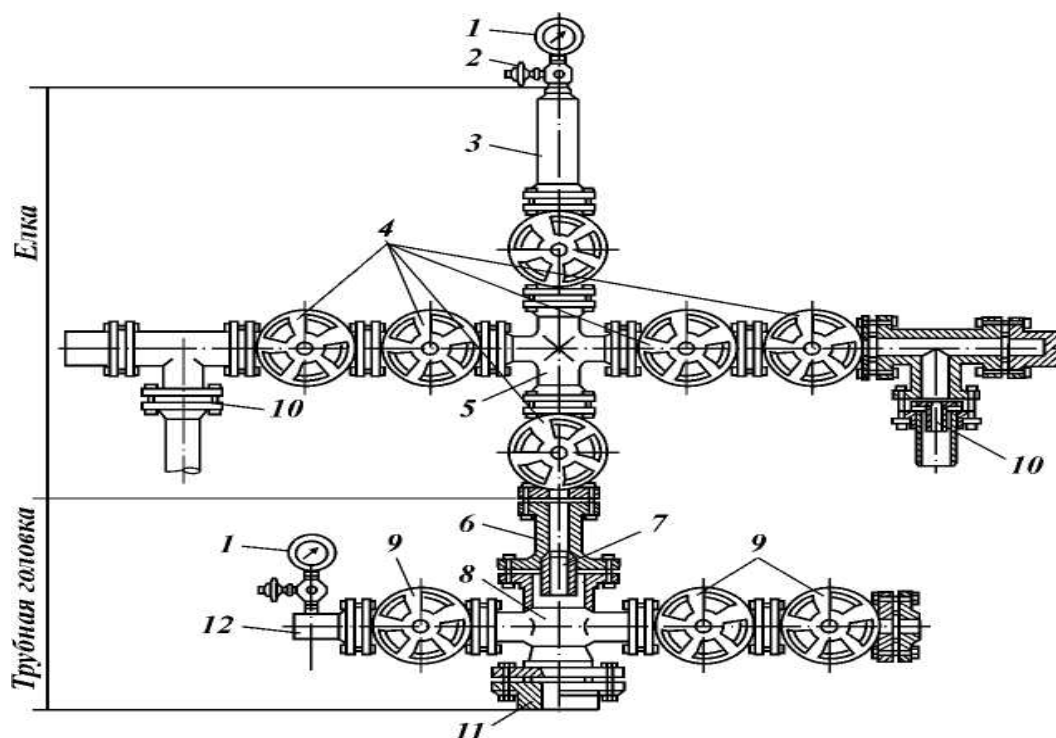


Рисунок 3 Арматура фонтанная крестовая для однорядного подъемника.

Фонтанная арматура состоит из двух элементов: трубная головка и фонтанная ёлка.

Трубная головка монтируется непосредственно на колонной головке и предназначена для подвески одной или нескольких колонн НКТ и герметизации на устье межтрубных пространств. Трубная головка должна обеспечивать проход жидкости или газа в межтрубные пространства, а также контроль давления в них и выполнения необходимых исследований скважины.

Фонтанные елки по конструкции делятся на крестовые и тройниковые.

Характерным узлом крестовой елки является крестовина с двумя боковыми отводами, каждый из которых может являться рабочим, а второй запасным.

Для тройниковой фонтанной елки характерным узлом являются тройники, к которым присоединяются выкидные линии – верхняя и нижняя. Причем рабочим выкидом всегда должна быть верхняя линия, а нижняя запасным. Это

продиктовано безопасностью работы и возможностью предотвращения открытого фонтанирования.

Тройниковые елки применяются на скважинах, дающих вместе с нефтью абразивный материал – песок, ил. При разъедании песком верхнего тройника скважина может быть переведена на работу через нижний отвод. При этом промежуточная задвижка или кран закрываются, и можно проводить ремонт верхнего тройника.

Крестовые елки более компактны, их высота меньше, обслуживание, которое заключается в снятии показаний манометров, смене штуцеров, осуществляется с мостков. К недостаткам крестовой елки относится то, что при выходе из строя одного из отводов необходимо закрывать нижнее стволовое запорное устройство, а, следовательно, останавливать скважину.

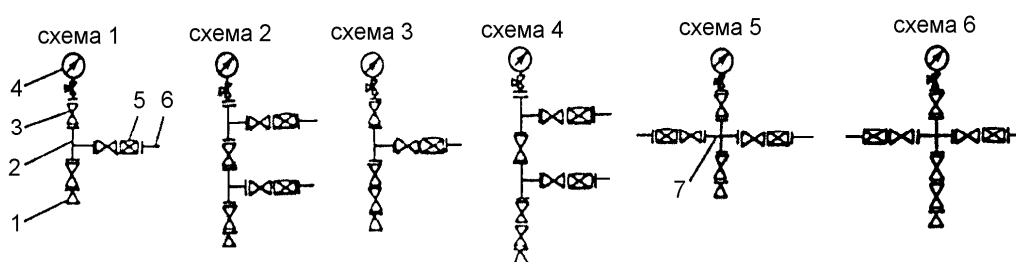


Рисунок 4 Типовые схемы фонтанных елок:

тройниковые - схемы 1,2,3 и 4; крестовые - схемы 5 и 6 (1 - переводник к трубной головке; 2 - тройник; 3 - запорное устройство; 4 - манометр с запорно-разрядным устройством; 5 - дроссель; 6 - ответный фланец 7 - крестовина).

Фонтанная арматура скважины соединяется с промышленными коммуникациями сбора пластовой жидкости или газа с помощью *манифольда*, который представляет собой сочетание трубопроводов и запорных устройств, а иногда и клапанов, обвязывающих фонтанную арматуру.

Манифольд служит для подключения к трубному и затрубному пространствам агрегатов для проведения различных операций при пуске и эксплуатации скважины.

Манифольды фонтанной арматуры обычных нефтяных скважин состоят из нескольких задвижек, крестовиков, тройников, и других элементов. На более ответственных нефтяных скважинах манифольд состоит из большего числа элементов.

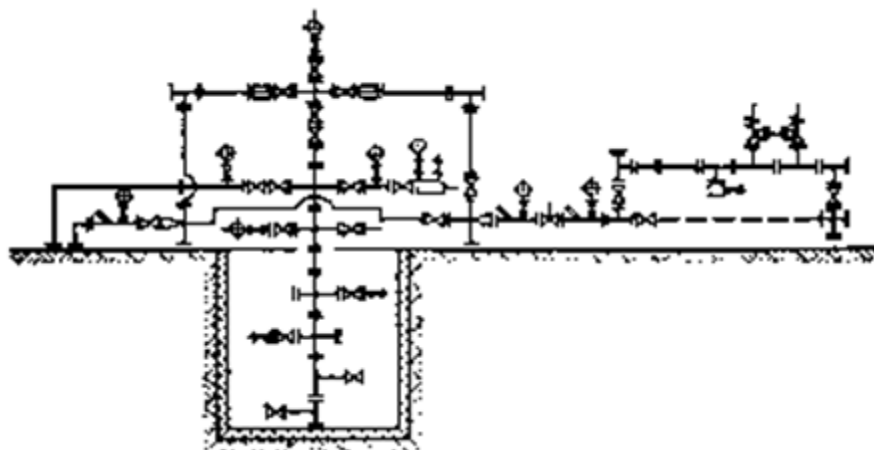


Рисунок 5 Манифольд нефтяной скважины

Манифольд обеспечивает подачу в скважину ингибитора; глушение с помощью продувочно-задавочной линии и продувку скважины по трубному и затрубному пространствам; проведение газодинамических исследований; подключение насосных агрегатов на достаточном расстоянии от устья; безопасного сжигания газа и конденсата в факеле; сбор глинистого раствора и других рабочих жидкостей при освоении; глушение и интенсификацию притока жидкости к забою.

Задание к работе:

1. Зарисовать схемы фонтанной арматуры и манифольда.
2. Ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Перечислить требования, которым должны удовлетворять колонные головки при эксплуатации скважин.
2. Назвать элементы фонтанной арматуры и их назначение.
3. Классифицировать фонтанную арматуру по 6 признакам.
4. Охарактеризовать принцип работы и назначение манифольда.

Практическая работа №3

Тема: Динамограммы

Цель: выявление и классификация нарушений в работе насосного оборудования

Время выполнения: 4 часа

Теоретический материал

Снятие диаграммы нагрузки на полированный шток в зависимости от хода называется динамометрией ШСНУ. Она осуществляется силоизмерительным регистрирующим прибором - динамометром.

Сопоставление снятой на ШСНУ динамограммы с теоретической позволяет выявить отклонения от нормальной работы установки в целом и дефекты в работе самого ШСН. Регулярное обследование ШСНУ является обязательным,

так как позволяет своевременно предотвратить более серьезные осложнения. Динамограмма, кроме того, позволяет уточнить режим откачки и по возможности его улучшить.

Теоретическая динамограмма показана на рисунке 6. На нее наложена (показана пунктиром) типичная фактическая динамограмма исправного насоса, спущенного на небольшую глубину и работающего в условиях отсутствия газа.

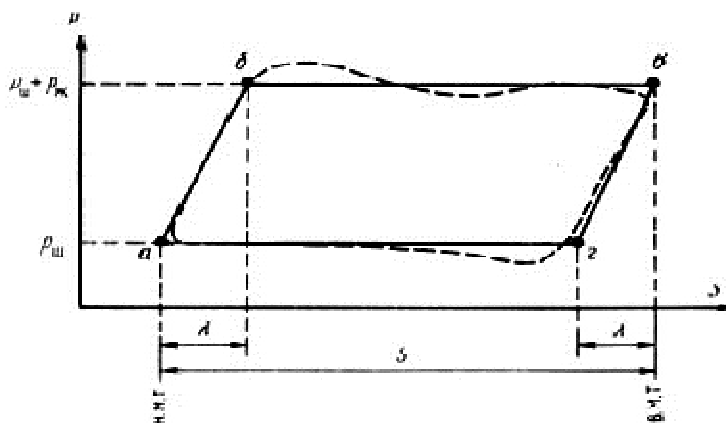


Рисунок 6 Теоретическая динамограмма (сплошная линия), совмещенная с фактической (пунктирная линия), нормально работающей штанговой насосной установки при малых глубинах.

Линия **аб** означает деформацию штанг и труб и отражает процесс восприятия штангами нагрузки от веса жидкости. Это происходит при перемещении штока на величину λ , начиная от н. м. т.

Линия **бв** - полезный ход плунжера, во время которого статическая нагрузка на шток равна весу штанг и жидкости.

Точка в соответствует верхней мертвой точке (**в. м. т.**). Линия **вга** - ходу вниз, при котором также штанги и трубы деформируются, но в обратном порядке, так как нагнетательный клапан открывается, штанги теряют при этом нагрузку и сокращаются, а трубы (всасывающий клапан закрывается) приобретают ее и удлиняются.

Реальная динамограмма всегда отличается от теоретической. Превышение пунктира над линией бв означает появление дополнительных нагрузок, связанных с инерцией системы и трением, этим же объясняется снижение пунктирной линии по отношению к линии га при ходе вниз. Изучение снятой динамограммы и ее сопоставление с теоретической позволяет выявить ряд дефектов и неполадок в работе ШСНУ. Так, смещение точек **б** и **г** вправо означает пропуски в нагнетательной части насоса в результате растягивания во времени процесса перехода нагрузки $P_{ж}$ с труб на штанги. пропуск в нагнетательной части приводит к заполнению объема цилиндра, высвобождаемого плунжером, перетекающей жидкостью и, таким образом, создает на плунжер подпор снизу. Чем больше утечки в нагнетательной части, тем сильнее смещение точек **б** и **г** вправо.

При пропуске в приемной части (всасывающий клапан) происходит обратное явление. Точки б и г смещаются влево. Утечки жидкости в приемной части раньше времени снимают подпор плунжера снизу и штанги воспринимают вес жидкости быстрее.

На динамограмме отражается вредное влияние газа, попадающего в ШСН. В этом случае переход от точки в к линии аг происходит плавно, что означает сжатие газа в цилиндре под плунжером. Динамограммы позволяют выявить правильность посадки плунжера в цилиндре.

Появление короткого спада нагрузки вблизи н. м. т., ниже $P_{шт}$, свидетельствует об ударе плунжера о всасывающий клапан. Резкое снижение нагрузки ниже $P = P_{шт} + P_{ж}$ вблизи в. м. т. означает выход плунжера из цилиндра насоса (если насос невставной), а появление пика у в. м. т. - удары плунжера об ограничительную гайку цилиндра в случае вставного насоса (рис. 8).

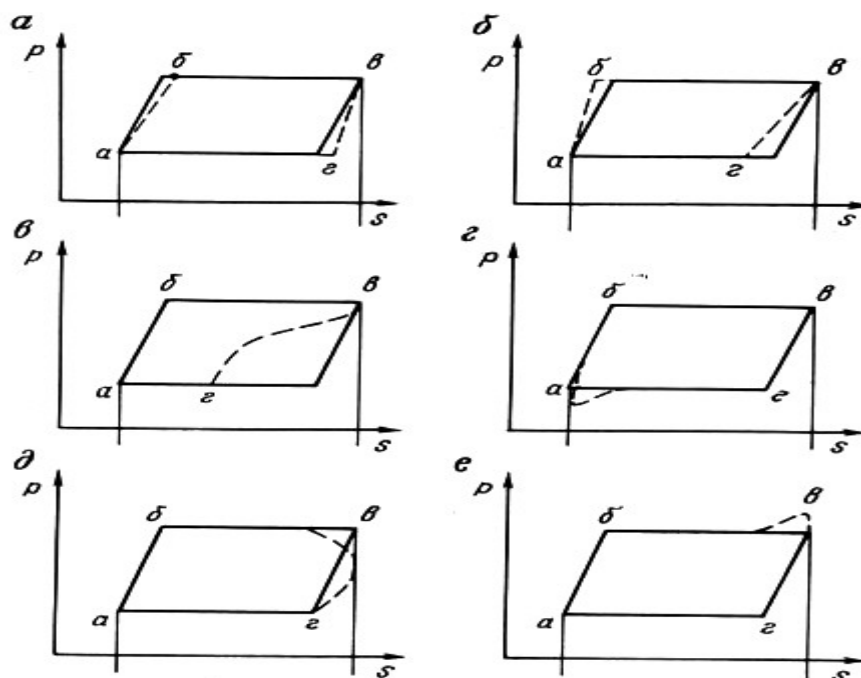


Рисунок 8 Отражение дефектов работы штангового насоса на динамограмме:

а - пропуски в нагнетательной части, б - пропуски во всасывающей части, в - влияние газа, г - низкая посадка плунжера, д - выход плунжера из цилиндра трубного насоса, е - удары плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса

Подобная расшифровка динамограмм, однако, возможна в ограниченных случаях (малые глубины, жесткие штанги, малые диаметры плунжера). При возникновении колебательных нагрузок, т. е. при динамическом режиме откачки $\varphi = \omega L/a > 0,20$, динамограмма искажается и в некоторых случаях при нормально работающем скважинном насосе может приобрести очень сложный вид. Это является результатом наложения на нормальную динамограмму нагрузок,

вызванных колебательными процессами в штангах, которые в свою очередь есть результат интерференции собственных упругих колебаний штанг и вынужденных колебаний, вызванных работой станка-качалки.

Анализ и расшифровка сложных динамограмм связаны с необходимостью перехода от динамограммы, снятой на верхнем конце колонны штанг (полированный шток), к динамограмме, соответствующий нижнему концу колонны штанг. Это равносильно установке динамографа непосредственно над плунжером. Вообще такие динамографы были созданы, однако их использование связано с двукратным спуском и извлечением штанг и нанося из скважины и поэтому они не нашли практического применения.

Для подобной диагностики работы ШСНУ и получения глубинной динамограммы используют довольно сложную аналитическую обработку поверхностной динамограммы. При этом составляющие нагрузок, вызванные колебаниями колонны штанг и их упругими деформациями, рассчитывают и исключают при построении глубинной динамограммы. Поверхностная динамограмма $P(S)$ по точкам перестраивается в зависимость нагрузки от времени $P(t)$. Затем ординаты каждой точки зависимости $P(t)$ пересчитываются на соответствующие значения глубинной динамограммы. Если координаты всех точек (обычно 36; через каждые 10° угла поворота кривошипа), т. е. значения $P(t)$ в виде таблицы ввести в ЭВМ, то получение такой глубинной динамограммы упрощается.

На поверхностной динамограмме находят отражения все дефекты работы СК, главным образом удары и люфты в сочленениях шатунно-кривошипного механизма, в шпонках и зубьях редуктора.

Динамометрирование ШСНУ дает важную информацию о работе установки в целом. На автоматизированных промыслах оно осуществляется дистанционно из центрального диспетчерского пункта. С этой целью СК оборудуются специальными тензометрическими датчиками усилий и датчиками хода полированного штока.

Задание к работе:

1. Зарисовать виды динамограмм

Контрольные вопросы:

1. Назвать методы исследования скважин, оборудованных ШСНУ.
2. Перечислить виды динамограмм и дать их характеристику.
3. Дать определение - динамометрирование.
4. Назвать отличия теоретической динамограммы от практической.

Практическая работа № 4

Тема: Расчет коэффициента извлечения нефти на примере залежи, разработка которой будет осуществляться за счет расширения пластовых флюидов

Цель: применение теоретических знаний при проведении расчета КИН по имеющейся геологической информации.

Время выполнения: 2 часа

Теоретический материал

Коэффициент извлечения нефти (КИН) – это показатель нефтеотдачи месторождения, выражающийся числом от нуля до единицы и характеризующий часть объема нефти в залежи, приведенного к поверхностным условиям, который может быть извлечен на поверхность:

$$КИН = \frac{Q_{изн}}{Q_{гзн}}, \quad (1.1)$$

где $Q_{гзн}$ – геологические запасы нефти, находящиеся в недрах Земли, но приведенные к поверхностным условиям; $Q_{изн}$ – извлекаемые запасы, величина которых зависит от многих факторов, таких как, текущие цены на природные углеводороды, уровня техники и технологии добычи нефти и газа, требований к защите окружающей среды и т.д.

Например, при низких ценах на нефть, разработка некоторых месторождений с поддержанием пластового давления, может быть нерентабельной и достижение высокого КИНа, который мог бы быть получен только с применением методов воздействия на пласт, в такой ситуации не приносит денежной прибыли.

КИН может быть конечным и текущим, в первом случае $Q_{изн}$ – суммарная накопленная добыча на конечную дату разработки, а во втором $Q_{изн}$ – суммарная накопленная добыча на текущую дату. Величина извлекаемых запасов $Q_{изн}$ определяется из следующего соотношения:

$$Q_{изн} = (V_{зал} \cdot m_{от} \cdot (1 - S_e) / B_{об}) \cdot КИН, \quad (1.2)$$

где $V_{зал}$ – объем нефтенасыщенной части залежи, м³; $m_{от}$ – коэффициент открытой пористости, д.е.; S_e – насыщенность остаточной водой, д.е.; $B_{об}$ – объемный коэффициент пластовой нефти, м³/м³.

Определение КИНа, несомненно, представляет собой одну из важнейших задач в разработке нефтяных месторождений. Разработка нефтяных месторождений на начальном этапе может осуществляться за счет пластовой энергии, действующей в залежи и примыкающей водоносной области, такая методика разработки, без воздействия на пласт называется первичной. В основе расчета КИНа при первичной разработке, лежит расширение пластовых флюидов, которое рассматривают с упрощенной позиции изотермической сжимаемости (β), которая представляет собой относительное изменение объема, занимаемого

флюидом при постоянной температуре, деленное на единичное изменение давления:

$$\beta = - \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \bigg|_T . \quad (1.3)$$

Выражение 1.3 можно представить в более наглядной форме:

$$dV = \beta \cdot V \cdot \Delta P , \quad (1.4)$$

где dV – изменение объема, а именно расширение пластового флюида при снижении давления ΔP ; β – сжимаемость флюида, 1/Па; V – начальный объем, занимаемый флюидом, м³. Величину расширения пластового флюида dV и следует рассматривать как суммарную накопленную добычу, полученную в результате снижения пластового давления на значение ΔP .

На рисунке 9 представлена нефтенасыщенная залежь с газовой шапкой и подошвенной водой. Скважина вскрывает только нефтенасыщенный горизонт. Расширение газа, находящегося в верхней части залежи (газовая шапка), подошвенной воды в примыкающей водонасыщенной части снизу, и самой нефти, приводит к вытеснению из залежи эквивалентного объема флюида.

Таким образом, после того как скважина вскрывает продуктивный пласт, нефть по ней будет поступать на поверхность до того момента пока пластовое давление, на забое будет превышать давление создаваемое гидростатическим столбом нефти в скважине.

Как известно, давление создаваемое гидростатическим столбом нефти в скважине, равно:

$$P_z = \rho_n \cdot g \cdot h_z ,$$

где ρ_n – плотность нефти, которой заполнена скважина от устья до забоя, кг/м³; g – ускорение свободного падения, равное 9,8 м/с²; h_z – глубина от устья до забоя, м;

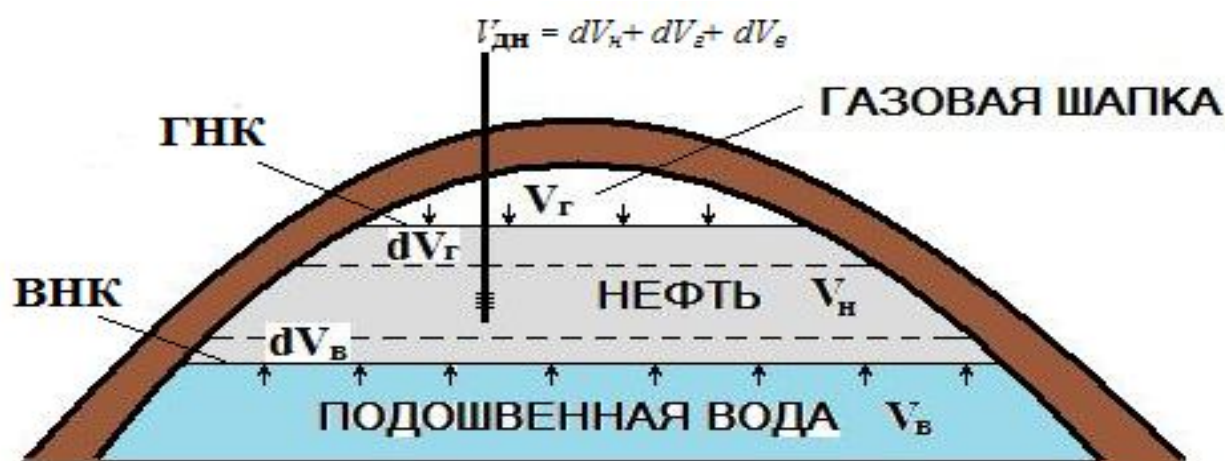


Рисунок 9 Схема нефтяной залежи с газовой шапкой и подошвенной водой:
 V_G – объем газовой шапки; V_H – объем нефтенасыщенной части; V_B – объем примыкающей водонесной области (подошвенная вода)

При снижении пластового давления во время вытеснения нефти к забою добывающей скважины, будут происходить подъем уровня ВНК и снижение уровня ГНК, что связано с расширением воды и газа и вторжением их в нефтенасыщенную область. Общая добыча нефти в этом случае будет складываться из нескольких объемов, возникающих при расширении нефти, газа и воды:

$$V_{\partial n} = dV_n + dV_z + dV_v, \quad (1.5)$$

или с учетом 1.5 можно представить в таком виде:

$$V_{\partial n} = \beta_n \cdot V_n \cdot \Delta P + \beta_z \cdot V_z \cdot \Delta P + \beta_v \cdot V_v \cdot \Delta P, \quad (1.6)$$

где β_n , β_z и β_v – сжимаемости нефти, газа и воды, соответственно, 1/Па; V_n , V_z и V_v – объем, занимаемый нефтью, газом и водой, соответственно, м³; ΔP – снижение давления, Па.

Из энергий сжатых пластовых флюидов энергия сжатого газа, несомненно, наиболее эффективна из-за высокой его степени сжимаемости, даже если изначально в пласте присутствует лишь небольшое количество свободного газа. В таких случаях газ выделяется из нефти естественным образом в процессе разработки, когда пластовое давление падает ниже давления насыщения. Коэффициент сжимаемости для газа, состоящего на 95 % из метана в диапазоне давлений от 5 до 15 МПа равен $\beta_z = (75 \div 250) \cdot 10^{-3}$ 1/МПа.

Энергия сжатой нефти занимает следующую позицию, с коэффициентом сжимаемости равным $\beta_n = (0,7 \div 14) \cdot 10^{-3}$ 1/МПа. Расширение нефти будет иметь значение лишь в том случае, когда объемы нефти велики.

Энергия, выделяемая при расширении сжатых вод вне коллектора, немного меньше, с коэффициентом сжимаемости равным $\beta_v = (0,4 \div 0,5) \cdot 10^{-3}$ 1/МПа, однако она может быть главным фактором даже при низкой сжимаемости воды. Это объясняется тем, что размеры большинства водоносных формаций, обычно, намного превышают размеры углеводородных залежей. Запасы нефтяных месторождений измеряют миллионами, а иногда миллиардами метров кубических, в то время как запасы подстилающих водоносных формаций — миллиардами, а иногда и триллионами.

Также необходимо отметить, что и сама горная порода, а именно мельчайшие зерна, из которых она состоит, обладает некоторой энергией расширения, так как находится под давлением. Значение этого фактора не велико для разработки месторождений, а коэффициент сжимаемости для горных пород (сильно и слабо сцементированных) находится в диапазоне значений $\beta_{гн} = (0,1 \div 0,2) \cdot 10^{-3}$ 1/МПа.

Задание к работе:

Рассчитать коэффициент извлечения нефти при разработке залежи за счет расширения пластовых флюидов, при пористости $m_{om} = 0,2$; остаточной водонасыщенности $S_g = 0,15$; пластовом давлении вблизи забоя скважины $P_{nl} = 14867475$ Па; ускорении свободного падения $g = 9,8$ м/с²; плотности нефти $\rho_n = 850$ кг/м³; сжимаемости нефти, газа и воды, $\beta_n = 2,18 \cdot 10^{-9}$ 1/Па, $\beta_g = 75 \cdot 10^{-9}$ 1/Па, $\beta_e = 0,44 \cdot 10^{-9}$ 1/Па, соответственно; объеме воды в подошвенной части залежи $V_e = 20 \cdot 10^7$ м³ и объемном коэффициенте $B_{об} = 1,3$ м³/м³.

Значения объема нефтенасыщенной части залежи $V_{н.з}$, глубины забоя h_z и объема газа, находящегося в газовой шапке V_g , представлены в таблице 4.

Таблица 4

Исходные данные

Вариант	h_z , м	$V_{н.з}$, м ³	V_g , м ³
1	1550	129411764,7	$4 \cdot 10^6$
2	1455	135294117,6	$6 \cdot 10^6$
3	1300	217647058,8	$8 \cdot 10^6$
4	1600	82352941,18	$10 \cdot 10^6$
5	1590	100000000	$14 \cdot 10^6$
6	1630	82352941,18	$11 \cdot 10^6$
7	1710	158823529,4	$17 \cdot 10^6$
8	1670	176470588,2	$15 \cdot 10^6$
9	1520	164705882,4	$2 \cdot 10^6$
10	1470	105882352,9	$3 \cdot 10^6$

Пример расчета.

Для расчета будем использовать схему, представленную на рисунке 1.3. Допустим, что объем газа, находящегося в газовой шапке, и объем воды, находящейся в подошвенной части залежи, известен. Необходимо определить объем нефти в метрах кубических, находящегося в нефтенасыщенной части залежи при пористости $m_{om} = 0,2$; остаточной водонасыщенности $S_g = 0,15$; объеме нефтенасыщенной части залежи $V_{н.з} = 117647058$ м³:

$$V_n = V_{н.з} \cdot m_{om} \cdot (1 - S_g) = 117647058 \cdot 0,2 \cdot (1 - 0,15) = 20 \text{ млн. м}^3$$

Для того чтобы рассчитать количество нефти, которое будет выдавлено из залежи за счет расширения пластовых флюидов, необходимо определить величину снижения пластового давления ΔP . Фонтанирование скважины будет происходить при условии и до того момента, пока пластовое давление P_{nl} больше, чем давление создаваемое гидростатическим столбом жидкости P_e в скважине, заполненной нефтью. Поэтому, упрощая задачу, будем считать, что снижение пластового давления будет одновременно и равномерно происходить по всей залежи и будет равно, при пластовом давлении вблизи забоя $P_{nl} = 14867475$ Па;

глубине забоя $h_z = 1500$ м; ускорении свободного падения $g = 9,8$ м/с²; плотности нефти $\rho_n = 850$ кг/м³:

$$\Delta P = P_{nl} - \rho_n \cdot g \cdot h_z = 14867475 - 12495000 = 2372475 \text{ Па}$$

Рассчитываем количество нефти, которое будет выдавлено из залежи за счет расширения пластовых флюидов, при сжимаемости нефти, газа и воды, $\beta_n = 2,18 \cdot 10^{-9}$ 1/Па, $\beta_g = 75 \cdot 10^{-9}$ 1/Па, $\beta_w = 0,44 \cdot 10^{-9}$ 1/Па, соответственно; объеме газа в газовой шапке и воды в подошвенной части залежи $V_g = 5 \cdot 10^6$ м³, $V_w = 20 \cdot 10^7$ м³, соответственно. Полученное значение в метрах кубических необходимо перевести в тонны, так как добыча нефти измеряется в тоннах в отличие от газа, замеры которого проводят в м³:

$$\begin{aligned} dV_{\text{он}} &= \Delta P \cdot (\beta_n \cdot V_n + \beta_g \cdot V_g + \beta_w \cdot V_w) = \\ &= 2372475 \cdot (2,18 \cdot 10^{-9} \cdot 20 \cdot 10^6 + 75 \cdot 10^{-9} \cdot 5 \cdot 10^6 + 0,44 \cdot 10^{-9} \cdot 20 \cdot 10^7) = \\ &= 1231315 \text{ м}^3 = 1,23 \text{ млн. м}^3 \cdot 0,85 \text{ тонн/м}^3 = 1,05 \text{ млн. тонн нефти} \end{aligned}$$

Теперь для расчета коэффициента извлечения нефти необходимо определить геологические запасы нефти, приведенные к поверхностным условиям, при объемном коэффициенте $B_{об} = 1,3$ м³/м³:

$$\begin{aligned} Q_{\text{зпн}} &= V_{\text{н.з}} \cdot m_{\text{от}} \cdot (1 - S_g) / B_{об} = 117647058 \cdot 0,2 \cdot (1 - 0,15) / 1,3 = 15,38 \text{ млн. м}^3 = \\ &= 15,38 \text{ млн. м}^3 \cdot 0,85 \text{ тонн/м}^3 = 13,08 \text{ млн. тонн} \end{aligned}$$

Далее количество нефти, которое будет выдавлено из залежи за счет расширения пластовых флюидов, считаем извлекаемыми запасами и определяем КИН:

$$КИН = \frac{Q_{\text{изн}}}{Q_{\text{зпн}}} = \frac{1,05}{13,08} = 0,08$$

Также для сравнения в данном примере сделан расчет КИНа при отсутствии газовой шапки и при условии, что газовая шапка по объему такая же, как и нефтенасыщенная часть залежи. Расчеты показывают, что при отсутствии газовой шапки КИН составит 0,02, а при условии, что газовая шапка такая же по размерам, как и нефтенасыщенная часть залежи, КИН составил 0,25. Таким образом, газ, благодаря его высокой сжимаемости, вносит значительный вклад в добычу нефти. Очевиден тот факт, что при разработке нефтяных месторождений не следует отбирать газ из газовой шапки, который, хотя и имеет коммерческую ценность, но играет более важную роль, оставаясь в залежи и вытесняя нефть при расширении.

Контрольные вопросы:

1. Что такое КИН и каким он может быть?
2. От каких факторов в первую очередь зависит величина КИНа?
3. Что такое первичная разработка нефтяных месторождений?

4. Что лежит в основе первичной разработки нефтяных месторождений?
5. Энергия расширения какого флюида наиболее эффективна во время разработки нефтяных месторождений и почему?
6. Что такое коэффициент сжимаемости и диапазон его значений для газа, нефти, воды и горной породы?
7. Что такое давление, создаваемое гидростатическим столбом жидкости в скважине и как оно определяется?
8. Что необходимо отбирать в первую очередь во время разработки нефтяной залежи с газовой шапкой?

Практическая работа № 5

Тема: Распределение пластового давления по глубине залежи, не затронутой разработкой

Цель: формирование умений расчета глубины залегания продуктивных пластов.

Время выполнения: 2 часа

Теоретический материал

В пластах-коллекторах существует несколько видов давлений – это горное давление (литостатическое или геостатическое), поровое давление (пластовое давление или давление флюидов) и давление, обусловленное эффективными напряжениями скелета пласта (давление между зернами породы или вертикальное напряжение скелета породы). Эти три вида давлений связаны между собой следующей зависимостью:

$$P_z = P_{пл} + P_\sigma,$$

где P_z – полное горное давление; $P_{пл}$ – пластовое давление; P_σ – давление, обусловленное эффективным напряжением скелета пласта.

Наиболее важным для разработки является пластовое давление, действующее на флюиды (пластовые вода, нефть, газ) в поровом пространстве пласта. Нормальное пластовое давление в любых геологических условиях будет равно гидростатическому напору столба воды от поверхности до данного подземного пласта.

Нормальное гидростатическое давление. Нефть, газ и вода находятся в пластах под давлением, которое называется пластовым (или поровым). Величина пластового давления зависит от глубины залегания продуктивного пласта, вышележащих горных пород, тектонических сил, температуры, химических процессов происходящих в данной конкретной залежи. Если залежь отличается значительными углами падения, то пластовое давление в верхних и нижних его частях будет различным.

Рассмотрим следующий пример, представленный на рисунке 7.

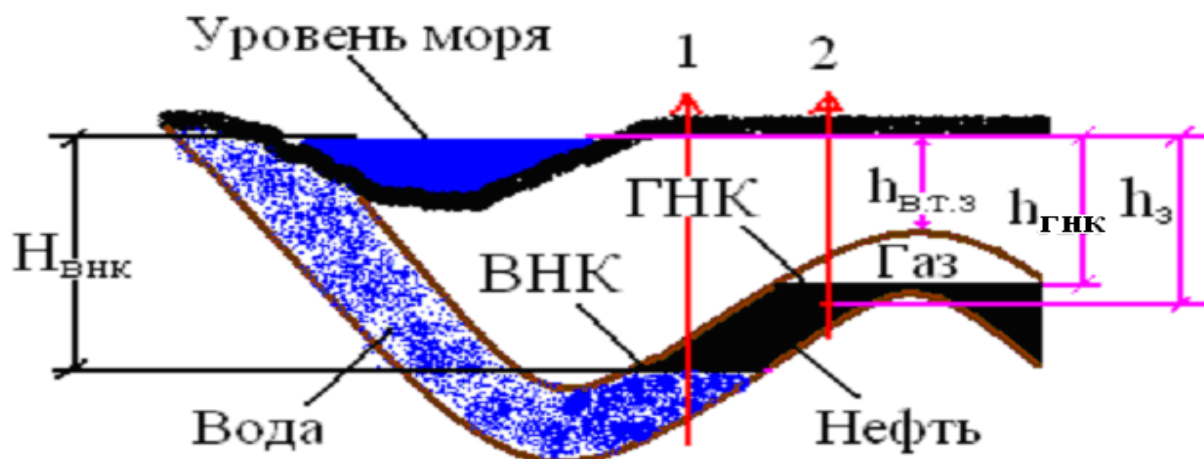


Рисунок 9 Схема залежи углеводородов с газовой шапкой

В природной ловушке скопились углеводороды, которые снизу подпирает законтурная вода, подпитка которой производится с поверхности Земли. По результатам исследований проведенных в скважине номер 1 был определен уровень ВНК, который находится на глубине $H_{внк}$, относительно уровня моря (уровня грунтовых вод). Уровень ГНК находится на глубине $h_{гнк}$, он будет отчетливо виден на каротажной диаграмме, в скважине номер 2. В этом примере давление на уровне ВНК будет соответствовать нормальному гидростатическому:

$$P_{ВНК} = \rho_{п.в.} \cdot g \cdot H_{внк} + P_{атм}, \quad [Па] \quad (1.1)$$

где $P_{внк}$ – давление на уровне ВНК, Па; $\rho_{п.в.}$ – плотность пластовой воды, приблизительно равна 1000 кг/м^3 ; $H_{внк}$ – глубина уровня ВНК относительно уровня моря, м; g – ускорение свободного падения, равное $9,8 \text{ м/с}^2$; $P_{атм}$ – атмосферное давление, равное 101325 Па ($0,1 \text{ МПа}$).

Давление на уровне ВНК, определенное из уравнения 1.1 измеряется в Па, для того чтобы получить результат МПа необходимо умножить на 10^{-6} :

$$P_{ВНК} = (\rho_{п.в.} \cdot g \cdot H_{внк} + P_{атм}) \cdot 10^{-6}, \quad [МПа] \quad (1.2)$$

Давление на уровне ГНК, который находится на глубине $h_{гнк}$, можно найти из следующего уравнения:

$$P_{ГНК} = P_{ВНК} - \rho_{н} \cdot g \cdot (H_{внк} - h_{гнк}), \quad [Па] \quad (1.3)$$

или

$$P_{ГНК} = (P_{ВНК} - \rho_{н} \cdot g \cdot (H_{внк} - h_{гнк})) \cdot 10^{-6}, \quad [МПа] \quad (1.4)$$

где $\rho_{н}$ – плотность нефти, кг/м^3 ; $h_{гнк}$ – глубина уровня ГНК относительно уровня моря, м.

Таким же образом можно найти давление на забое P_z на любой глубине h_x , в диапазоне глубин от $h_{гнк}$ до $H_{внк}$ (т.е. в нефтенасыщенной части пласта), используя следующее уравнение:

$$P_z = P_{внк} - \rho_n \cdot g \cdot (H_{внк} - h_x), \quad [Па] \quad (1.5)$$

Если известна глубина, на которой находится самая верхняя точка залежи $h_{в.т.з}$, то давление на этой глубине $P_{в.т.з}$ можно найти, используя следующее уравнение:

$$P_{в.т.з} = P_{гнк} - \rho_z \cdot g \cdot (h_{гнк} - h_{в.т.з}), \quad [Па] \quad (1.6)$$

где $P_{в.т.з}$ – давление газа в верхней точке залежи, Па; ρ_z – плотность газа, кг/м³.

Таким же образом можно найти давление на забое P_z на любой глубине h_x , в диапазоне глубин от $h_{в.т.з}$ до $h_{гнк}$ (т.е. в газонасыщенной части пласта), используя следующее уравнение:

$$P_z = P_{гнк} - \rho_z \cdot g \cdot (h_{гнк} - h_x), \quad [Па] \quad (1.7)$$

Рассмотрим следующий случай, была пробурена только скважина номер 2 (рис. 1.12). Ее забой находится в нефтеносной части пласта, т.е. в диапазоне глубин от $h_{гнк}$ до $H_{внк}$, на глубине h_z . Также известно пластовое давление замеренное на забое этой скважины P_z , которое было определено в ходе испытаний. Как уже было отмечено выше, уровень ГНК будет отчетливо виден на каротажной диаграмме, однако уровень ВНК, виден не будет, поскольку он находится ниже. Определить этот уровень можно, используя следующее уравнение, которое выводится из соотношений 1.2 и 1.5):

$$H_{внк} = \frac{P_z - P_{атм} - \rho_n \cdot g \cdot h_z}{\rho_{н.в} \cdot g - \rho_n \cdot g}, \quad [м]. \quad (1.8)$$

Произведение ρg составляет *удельный вес*, выраженный в силе на единицу объема или давлении на единицу длины (т.е. градиент давления). Если столб флюида содержит только воду, градиент гидростатического давления равен 9800 Па/м. Вследствие влияния растворенных в воде веществ, градиент гидростатического давления может достигать 12200 Па/м.

Аномальное пластовое давление. Залежи, в которых величина начального пластового давления существенно отличается от расчетной составляющей, соответствующей гидростатическому давлению, считаются залежами с аномальным пластовым давлением. В таких залежах пластовое давление на различных глубинах будет отличаться на постоянное значение C , которое имеет положительное значение при аномально высоком гидростатическом давлении и отрицательное значение при аномально низком.

$$P_{внк} = \rho_{н.в} \cdot g \cdot H_{внк} + P_{атм} + C, \quad [Па] \quad (1.9)$$

Залежи с аномально высоким давлением могут возникнуть в водоносном пласте, если он эффективно изолирован от окружающих пластов, так что была нарушена непрерывность передачи гидростатического давления до поверхности. Наряду с этим в залежи могли произойти, как одновременно, так и по отдельности следующие процессы, способствующие развитию аномального пластового давления:

- изменение температуры. Возрастание температуры приводит к увеличению давления в изолированной водоносной системе;
- тектоническое поднятие залежи, в результате которого пласт, содержащий углеводороды оказывается на меньшей глубине быстрее, чем происходит отток жидкости из него, или действие такого геологического процесса, как эрозия поверхности, в результате которой срезаются верхние перекрывающие отложения в области питания и тем самым снижающие нагрузку на пласт. И то и другое приводит к тому, что гидростатическое давление в залежи становится слишком большим для глубины залегания. Аномально низкое пластовое давление может образоваться в результате противоположного явления – опускания залежи;
- значительное различие в солености воды в зависимости от глубины, приводит к тому, что плотность пластовой воды различна от поверхности до глубины на которой рассчитывается гидростатическое давление, что приводит к неточностям в расчетах, используя уравнение 1.2.

Рассмотрим следующий случай, представленный на рисунке 3. Известен уровень глубины ВНК, однако не известно давление на этом уровне и является ли оно аномальным. Забой скважины номер 2, находится на глубине h_z в диапазоне глубин от $h_{гнк}$ до $H_{внк}$, т.е. в нефтенасыщенной части пласта. Если полученное в ходе испытаний давление P_z на забое скважины номер 2 отличается от расчетного, полученного по формуле 1.9, можно говорить о возможном наличии аномального пластового давления. В этом случае постоянное значение C , показывающее отклонение от нормального гидростатического, можно определить с помощью следующего уравнения:

$$C = P_z - \rho_{п.в} \cdot g \cdot H_{внк} - P_{атм} + \rho_n \cdot g \cdot (H_{внк} - h_z), \quad [Па] \quad (1.10)$$

Задание к работе:

Рассмотрим следующий случай, была пробурена только скважина номер 2 (рис. 9). Ее забой находится в нефтеносной части пласта, т.е. в диапазоне глубин от $h_{гнк}$ до $H_{внк}$, на глубине h_z . Известно давление P_z , замеренное на забое этой скважины в ходе испытаний. Уровень ГНК будет отчетливо виден на каротажной диаграмме, однако уровень ВНК, виден не будет, поскольку он находится ниже.

1. Определить на какой глубине находится уровень ВНК в залежи представленной на рисунке 9.

Атмосферное давление $P_{атм}=101325$ Па. Ускорение свободного падения $g=9,8$ м/с². Плотность пластовой воды $\rho_{п.в.} = 1000$ кг/м³. Плотность нефти $\rho_n = 865$ кг/м³.

Таблица 5

Исходные данные

Вариант	P_z , Па	h_z , м
1	14867475	1500
2	15187935	1530
3	15508395	1560
4	15828855	1590
5	16149315	1620
6	16469775	1650
7	16790235	1680
8	17110695	1710
9	17431155	1740
10	17751615	1770

2. Рассчитать значение аномального отклонения гидростатического давления C . Сделать вывод является ли давление в залежи аномально высоким, аномально низким или соответствует нормальному гидростатическому. Атмосферное давление $P_{атм}=101325$ Па. Ускорение свободного падения $g=9,8$ м/с². Плотность пластовой воды $\rho_{п.в.} = 1000$ кг/м³. Плотность нефти $\rho_n = 865$ кг/м³.

Таблица 6

Исходные данные

Вариант	P_z , Па	$H_{внк}$, м	h_z , м
1	13171785	1300	1280
2	12677015	1350	1320
3	13782245	1400	1360
4	13637475	1450	1400
5	14442705	1500	1440
6	14527935	1550	1480
7	15343165	1600	1520
8	15378395	1650	1560
9	16233625	1700	1600
10	16108855	1750	1640

Контрольные вопросы:

1. Что такое нормальное гидростатическое давление и как оно рассчитывается?
2. Чему равно атмосферное давление в Па и МПа?
3. Что такое аномальное пластовое давление?
4. По каким причинам залежь может иметь аномально высокое давление?
5. Что такое ВНК, ГНК и ГВК?

Практическая работа №6

Тема: Расчет сепаратора природного газа на пропускную способность по газу

Цель: овладение приемами подбора технологического режима работы сепаратора

Время выполнения: 4 часа

Теоретический материал

Средняя скорость газа в сепараторе $W_{\text{ср}}^{\Gamma}$ должна быть несколько меньше расчетной скорости оседания частиц жидкости $W_{\text{г}}$, определяемой формулой Стокса:

$$Re \leq 1$$

$$W_{\text{г}} = d^2 * (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}) * g / 18 / \mu_{\text{г}}, \text{ м/с} \quad (1.1)$$

где:

d - диаметр оседающей или всплывающей частицы (жидкости, газа), м; $\rho_{\text{ж}}$ и $\rho_{\text{г}}$ - соответственно, плотность жидкости и газа в условиях сепаратора, кг/м^3 ; g - ускорение свободного падения, м/с^2 ; $\mu_{\text{г}}$ - абсолютная вязкость газа, $\text{Па}\cdot\text{с}$

$2 < Re \leq 500$, формула Аллена

$$W_{\text{г}} = 0.152 * d^{1.14} * ((\rho_{\text{г}} - \rho_{\text{г}}) * g / \rho_{\text{г}})^{0.71} / \nu_{\text{г}}^{0.43} \quad (1.2)$$

в) $Re > 500$, формула Ньютона-Риттингера

$$W_{\text{г}} = 1.75 * (d * (\rho_{\text{г}} - \rho_{\text{г}}) * g) / \rho_{\text{г}}^{1/2} \quad (1.3)$$

$$\text{Условие осаждения частицы: } W_{\text{г}} - W_{\text{ср}} > 0 \quad (1.4)$$

$$\text{На практике при расчетах принимается, что } W_{\text{ср}} = 1.2 W_{\text{г}} \quad (1.5)$$

Пропускная способность вертикального сепаратора по газу связана со скоростью газа следующим уравнением:

$$V = 86400 * F * W_{\text{г}} * (P / P_0) * (T_0 / T) * (1 / z), \quad (1.6)$$

где:

$W_{\text{г}}$ - скорость подъема газа в вертикальном сепараторе, м/сек; F - площадь поперечного сечения сепаратора, м; P_1 и P_0 - соответственно давление в сепараторе и нормальное давление ($101.3 * 10^3$), Па; T_1 и T_2 - соответственно рабочая температура в сепараторе и нормальная (273 K); z - коэффициент сжимаемости газа.

Отсюда:

$$W_{\text{г}} = 5.4 * 10^3 * V * T / D^2 / P * z, \quad \text{м/с} \quad (1.7)$$

Подставив уравнения получаем:

$$d_{\text{н}}^2 * (\rho_{\text{г}} - \rho_{\text{г}}) * g / 18 / \nu_{\text{г}} / \rho_{\text{г}} = 1.2 * 5.4 * 10^3 * V * T * z / D^2 / P$$

или

$$V = 84 * D^2 * P * d_{\text{н}}^2 * (\rho_{\text{г}} - \rho_{\text{г}}) / z / T / \nu_{\text{г}} / \rho_{\text{г}}, \quad \text{м}^3/\text{сут} \quad (1.8)$$

Расчет вертикальных гравитационных сепараторов по жидкости сводится к выполнению условия, чтобы скорость подъема уровня жидкости $W_{\text{ж}}$ в них была меньше скорости всплывания газовых пузырьков, т.е.

$$W_{\text{ж}} < W_{\text{г}} \quad (1.9)$$

Скорость всплывания пузырьков газа $W_{\text{г}}$ в жидкости можно определять по формуле Стокса (1.1), заменив в ней динамическую вязкость газа $\mu_{\text{г}}$ на динамическую вязкость жидкости $\mu_{\text{ж}}$.

Учитывая соотношение (1.9), пропускную способность вертикального сепаратора по жидкости можно записать в следующем виде:

$$W_{\text{ж}} = Q_{\text{н}} / 86400 / F < W_{\text{г}} = d^2 * (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}) * g / 18 / \mu_{\text{ж}} \quad (1.10)$$

или

$$Q_{\text{н}} < 86400 * F * d^2 * (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}) * g / 18 / \mu_{\text{ж}} \quad (1.11)$$

После подстановки в формулу величин $F = \pi * D^2 / 4$, $g = 9.81 \text{ м/с}^2$, и соотношения

$W_{\text{г}} = 1.2 W_{\text{ж}}$, получим:

$$Q_{\text{н}} = 30803 * D^2 * d_{\text{г}}^2 * (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}) / \mu_{\text{ж}}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (1.12)$$

Задание к работе:

1. При прохождении нефтегазовой смеси через штуцер в сепараторе образуются капли нефти диаметром 30 мкм. Смесь находится под давлением 2 МПа при 293 К.

Найти скорость осаждения капель нефти и определить пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора по газу, если его диаметр 0.9 м, $\rho_{\text{н}} = 800 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{\text{ог}} = 1.21 \text{ кг/м}^3$, $Z = 1$, $\mu_{\text{г}} = 0.000012 \text{ Па*с}$ (вязкость газа в рабочих условиях).

2. Пропускная способность по газу вертикального сепаратора диаметром 0.8 м равна $5 * 10^4 \text{ м}^3/\text{сут}$. Установить, будет ли происходить оседание капель нефти диаметром 80 мкм в потоке газа, если давление в сепараторе 4 МПа, температура 300 К, плотность нефти 780 кг/м^3 , плотность газа (при Н.У.) 1.20 кг/м^3 , вязкость газа в рабочих условиях 0.000012 Па*с (кг/м^3), $Z = 0.7$.

Контрольные вопросы:

1. Охарактеризовать принцип работы вертикального гравитационного сепаратора.

2. Охарактеризовать принцип работы горизонтального гравитационного сепаратора.

Практическое занятие №7

Тема: Расчет вертикального гравитационного сепаратора по газу

Цель: овладение приемами подбора технологического режима работы сепаратора.

Время выполнения: 4 часа

Теоретический материал

В условиях горизонтального сепаратора:

$$W_n / W_r = h / l \quad (1.13)$$

Где W_n — скорость оседания частиц нефти, м/с; W_r — скорость газа в сепараторе, м/с; h — расстояние по вертикали от верхней образующей до уровня нефти в сепараторе, м;

$$h = (0.5 - 0.55)D;$$

l - длина сепаратора, м

Подставив в выражения для скоростей (1.1) и (1.7), получаем уравнения для определения пропускной способности по газу:

$$V = 101 * l / h * D^2 * P * d^2 * (\rho_n - \rho_r) / (\mu_r * T * Z), \text{ м/с} \quad (1.14)$$

При расчетах сепараторов на пропускную способность плотность газов в условиях сепаратора рассчитывается по формуле:

$$\rho_r = \rho_o * (P / P_o) * (T_o / T) * (1 / Z), \quad (1.15)$$

где: ρ_o — плотность газа при Н.У., кг/м³; P , P_o — соответственно давление в сепараторе и давление при Н.У.

($P_o = 0.1013 \text{ МПа} = 1.033 * 9.81 * 10^4 \text{ Па}$); T , T_o — соответственно абсолютная температура в сепараторе, и абсолютная нормальная температура (273 К).

Задание к работе:

1. Определить производительность горизонтального сепаратора по газу, если его диаметр равен 0.9 м, длина 4.5 м. Расстояние от верхней образующей до уровня нефти 0.45 м. Рабочее давление 10 кгс/см², температура 300 К. Капельки нефти, оседающие в потоке газа, имеют диаметр 25 мкм, относительная плотность газа по воздуху $\rho' = 0.95$, вязкость газа 0.000011 Па*с, $Z = 0.95$; плотность нефти 780 кг/м³, плотность воздуха (при С.У.) 1.205 кг/м³.

2. Известна пропускная способность по газу вертикального сепаратора, его диаметр, давление и температура в аппарате. Установить, будет ли происходить оседание капель нефти определенного диаметра и плотности в потоке газа известной плотности и вязкости.

Таблица 7

Исходные данные

Пропускная способность по газу, м ³ /сут	4*10 ⁵	8*10 ⁴	8*10 ⁴	8*10 ⁵	1*10 ⁵	2*10 ⁴	1*10 ⁵	1,2*10 ⁵	1,3*10 ⁵	4*10 ⁴
Давление сепарации, МПа	0,70	0,35	0,50	0,60	0,40	0,45	0,55	0,20	0,24	0,15
Температура сепарации, °С	25	30	20	22	32	40	24	28	18	26
Диаметр сепаратора, м	2,2	1,4	1,2	1,6	1,0	2,0	2,6	3,0	1,6	1,8
Диаметр капли нефти, мкм	75	40	120	100	90	65	80	75	65	115
Плотность нефти, кг/м ³	818	838	860	820	815	845	870	852	887	893
Плотность газа при НУ, кг/м ³	1,80	0,75	0,90	1,2	0,88	0,84	0,70	0,80	0,67	1,1
Вязкость газа, Па·с	3*10 ⁻⁵	1,3*10 ⁻⁵	2*10 ⁻⁵	1,8*10 ⁻⁵	1,5*10 ⁻⁵	1,2*10 ⁻⁵	1,6*10 ⁻⁵	1,1*10 ⁻⁵	1,4*10 ⁻⁵	1,0*10 ⁻⁵
Коэффициент сверхсжимаемости	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Контрольные вопросы:

1. Записать уравнение для расчета пропускной способности сепаратора.
2. Назвать условия оседания капель нефти в потоке газа

Практическая работа №8**Тема: Обработка результатов исследования скважин.**

Цель: применение полученных знаний при расчете параметров пласта по форме индикаторной кривой

Время выполнения: 4 часа

Теоретический материал

Исследование скважин путем отработки их на различных режимах называют методом ИД – *метод построения Индикаторных Диаграмм*. Осуществляются такие исследования последовательным созданием на забое различных депрессий и замером соответствующих этим депрессиям установившихся (постоянных) дебитов.

Отработка скважины при различных дебитах q и депрессиях ΔP ($\Delta P = P_{\text{пл}} - P_c$) позволяет получить зависимость дебита от депрессии $q = f(\Delta P)$. Суть метода заключается в построении графиков (индикаторных диаграмм) по данным замеров в координатах $\Delta P - q$. В результате исследований методом установившихся отборов можно определить продуктивность скважины и осредненные фильтрационные свойства исследуемого пласта.

При установившемся режиме работы скважины дебит жидкости в скважине определяется как (формула Дюпюи)

$$q = \frac{2\pi \cdot kh}{\mu} \frac{P_{\text{пл}} - P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (1)$$

Коэффициент продуктивности определяется из уравнения (1)

$$\eta = \frac{q}{P_{\text{пл}} - P_c} = \frac{2\pi \cdot kh}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (2)$$

Если полученная диаграмма при построении графика в координатах $P_c - q$ (или $\square P - q$) образует прямую линию, то это означает, что изменение депрессия на пласт не вызывает каких-либо изменений в режиме фильтрации. Угол наклона прямой к оси дебитов характеризует коэффициент продуктивности, по значению которого определяют гидропроводность (kh/μ).

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{q}{P_{\text{пл}} - P_c} \cdot \frac{\ln R_k / r_c}{2\pi} = \eta \cdot \frac{\ln R_k / r_c}{2\pi} \quad (3)$$

R_k - принимается равным половине расстояния между скважинами, как правило- 250 м.

ПРИМЕР

Индикаторная диаграмма получена при исследовании фонтанной скв. № 3897 Талинского месторождения.

Исходные данные:

Пластовое давление, $P_{\text{пл}}$	190 атм
Радиус контура питания, R_k	250 м
Радиус скважины, r_c	0,1 м
Эффективная толщина пласта, $h_{\text{эф}}$	12,3 м
Обводненность продукции, f	0,013 д.ед.
Вязкость нефти, μ_n	1,6 сП
Объемный коэффициент, B_n	1,214 м ³ /м ³
Пористость, m	0,2 д.ед.
Сжимаемость нефти, \square_n	0,00146 1/МПа
Сжимаемость породы, \square_p	0,000104 1/МПа

Изменение забойного давления производилось путем смены штуцеров с меньшего диаметра на больший.

Результаты замеров представлены в таблице 8.

Данные замеров по скв. 3897

№ п/п	$D_{шт}, мм$	$P_{заб}, атм$	$Q_{ж}, м^3/сут$
1	8	174	70
2	12	165	105
3	16	158	140

Определить: коэффициент продуктивности скважины, гидропроводность пласта, проницаемость пласта, пьезопроводность пласта.

Решение:

1. На основании результатов исследования, представленных в таблице 4, определим депрессию для каждого режима исследования и построим индикаторную диаграмму (рис. 4).

Для построения индикаторной диаграммы на графике в координатах $\square P - q$ отмечаем значения замеренных дебитов и соответствующих им депрессий. Затем из начала координат проводим линию, осредняющую полученные точки замеров.

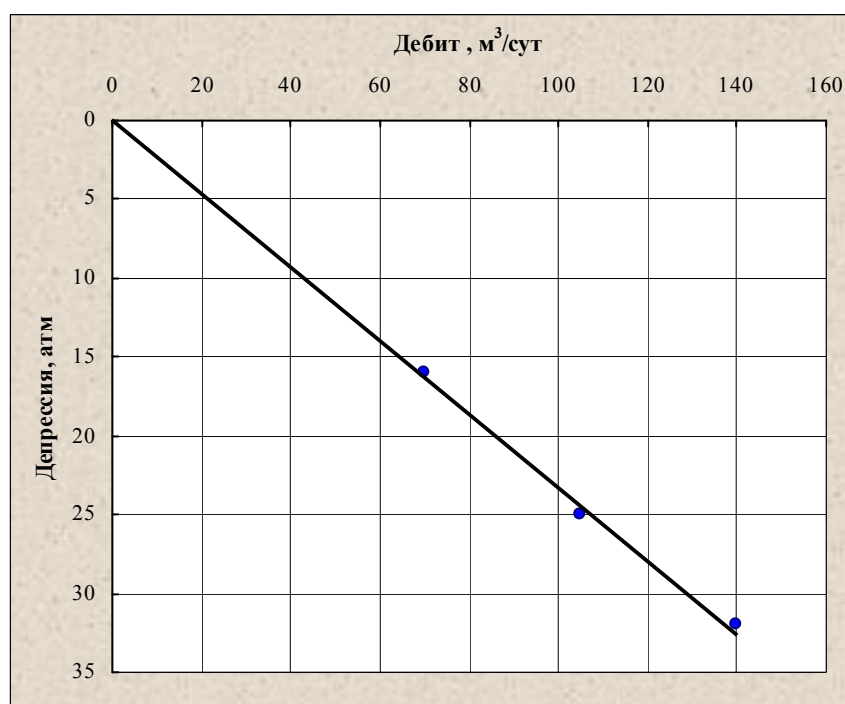


Рисунок 10 Индикаторная диаграмма, полученная при исследовании скв. № 3897 Талинской площади, пласт ЮК-10.

1. Определяем продуктивность скважины. На полученной линии выбирается произвольно точка. Соответствующие этой точке дебит и депрессия применяются для оценки коэффициента продуктивности:

$$\eta = \frac{70}{190 - 174} = 4,38 \frac{\text{м}^3 / \text{сут}}{\text{атм}} = 43,8 \frac{\text{м}^3 / \text{сут}}{\text{МПа}}.$$

2. Гидропроводность пласта равна:

$$\frac{kh}{\mu} = 4,38 \cdot 11,57 \cdot 1,214 \cdot \frac{\ln \frac{250}{0,1}}{2 \cdot 3,14} = 76,52 \frac{\text{Д} \cdot \text{см}}{\text{сП}}.$$

3. Проницаемость пласта:

$$k = \left(\frac{kh}{\mu} \right) \cdot \frac{\mu}{h} = 76,52 \cdot \frac{1,6}{12,3 \cdot 100} = 0,099 \text{ Д} = 99 \text{ мД}$$

4. Пьезопроводность пласта:

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot (m \cdot \beta_n + \beta_n)} = \frac{0,099 \cdot 10^{-3}}{1,6 \cdot (0,2 \cdot 0,00146 + 0,000104)} = 0,1571 \text{ м}^2 / \text{с}$$

В нефтепромысловой практике чаще встречаются индикаторные диаграммы, которые на начальном участке прямолинейны, а по мере увеличения депрессии переходят в выпуклую к оси дебитов кривую.

Искривление индикаторных диаграмм связано с нарушением линейного закона фильтрации.

Выпуклый вид кривой обычно бывает при исследовании скважины со снижением забойного давления ниже давления насыщения (при пластовом давлении выше давления насыщения). Искривление ИК происходит также при деформационных изменениях коллектора в призабойной зоне, что встречается при значительных снижениях давления в скважине в «пластичных» породах.

Задание к работе:

Построить индикаторную диаграмму и рассчитать коэффициенты гидропроводности, продуктивности и пьезопроводности пласта.

Данные для расчета в таблицах 9,10

Таблица 9

Пластовое давление	129 атм
Радиус контура питания	250 м
Радиус скважины	0,1 м
Эффективная толщина пласта	8,8 м
Пористость	0,234
Вязкость	0,51 сП
Сжимаемость жидкости	0,00043 1/МПа
Сжимаемость породы	0,000104 1/МПа

Таблица 10

№ п/п	Диаметр штуцера, мм	Давление забойное, МПа	Дебит жидкости, м ³ /сут
1	6	117,1	28,8
2	8	116,7	30,2
3	12	115,8	31,4
4	18	115,4	33,0

Контрольные вопросы:

1. При помощи каких методов определяются фильтрационный характеристики пластов-коллекторов?
2. Назвать фильтрационный параметр, характеризующий способность горной породы пропускать через себя жидкость или газ при создании перепадов давлений.
3. Назвать основные цели гидродинамических исследований скважин.

Практическое занятие №9

Тема: Обработка и интерпретация результатов исследования скважин

Цель: овладение навыками расчета параметров пласта по КВД.

Время выполнения: 4 часа

Теоретический материал:

Исходным уравнением для расчета параметров пласта по КВД, записанной после длительной отработки скважины, является:

$$P_c = P_{пл} - 0,183 \frac{q\mu}{kh} \lg \frac{2,25 \chi t}{r_c^2} \quad (1)$$

Предыдущее уравнение запишем в виде:

$$\Delta P(t) = 0,183 \frac{q\mu}{kh} \lg \frac{2,25 \chi}{r_c^2} + 0,183 \frac{q\mu}{kh} \lg t \quad (2)$$

Введем обозначения:

$$i = 0,183 \frac{q\mu}{kh}; \quad B = 0,183 \frac{q\mu}{kh} \lg \frac{2,25 \chi}{r_c^2} \quad (3)$$

Тогда выражение для $\Delta P(t)$ представится в виде:

$$\Delta P(t) = B + i \lg t \quad (4)$$

Это уравнение прямой линии. Коэффициент i является угловым коэффициентом КВД в координатах $\Delta P(t)$ - $\lg t$ (полулогарифмические координаты) и определяется как

$$i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta P(t_2) - \Delta P(t_1)}{\lg t_2 - \lg t_1} \quad (5)$$

Коэффициент B является отрезком, отсекаемым на оси $\Delta P(t)$, и определяется в точке $\lg t = 0$.

Уравнение (2) предполагает линейный характер (при построении графика КВД в полулогарифмических координатах) роста давления после остановки скважины. Однако при реальных исследованиях скважин практически не встречается КВД, которые на всем протяжении, на рабочем графике имели бы прямолинейную форму. Начальный участок КВД в координатах $\Delta P(t) - \lg t$, как правило, отклонен в сторону оси абсцисс (рис.1.13).

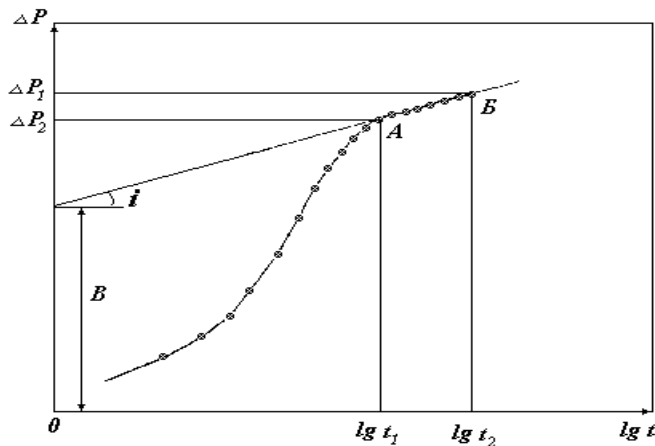


Рисунок 11 Рабочий график кривой восстановления давления

Графическое представление процесса исследования скважины в полулогарифмических шкалах позволяет выделить конечный прямолинейный участок КВД. При этом режим фильтрации жидкости в пласте после остановки скважины наиболее близко совпадает с теоретическим описанием некоторого идеального гидродинамического процесса, когда фактический и расчетный процессы описываются одинаковыми уравнениями, то есть уравнениями прямой.

Гидропроводность пласта в соответствии с формулами (2) - (5) определяется как

$$\frac{kh}{\mu} = 0,183 \frac{q}{i} \quad (6)$$

Искажение КВД на начальном этапе восстановления давления вызвано продолжающимся поступлением жидкости в скважину после ее остановки. На искривление начального участка КВД влияет также скин-эффект.

Последние точки КВД (участок АБ на рис. 1) образуют прямолинейный участок на рабочем графике. Эта часть КВД соответствует закону фильтрации в

удаленной части пласта, описываемому исходным уравнением (3). Поэтому коэффициенты B и i уравнения прямой, проведенной через последние точки КВД, прямо определяются непосредственно из графика на рис. 1 по точке пересечения этой прямой с осью давления и по тангенсу угла наклона прямой к оси абсцисс.

Проницаемость:

$$k = \left(\frac{k}{\mu} \right) * \frac{\mu}{h} \quad (7)$$

Пьезопроводность:

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot (m\beta_{cm} + \beta_c)} \quad (8)$$

Скин-эффект равен:

$$S = 1,151 * \left(\frac{P_c(3600) - P_c(0)}{i} - \lg(\chi / r_c^2) - 3,908 \right) \quad (9)$$

Коэффициент продуктивности:

- фактический

$$\eta_{\phi} = \frac{q}{P_{пл} - P_c(0)} \quad (10)$$

- потенциальный

$$\eta_{\pi} = \frac{kh/\mu}{0,366 * \lg\left(\frac{R_{\kappa}}{r_c}\right)} \quad (11)$$

Определение остальных параметров по данным графика КВД найдем непосредственно при рассмотрении конкретного примера.

Задание к работе:

1. Рассчитать гидропроводность, проницаемость, пьезопроводность и скин-эффект (исходные данные в таблица 11).

Исходные данные

№ п/п	Время исследования, сек	Давление, атм	Скважина	11084
1	0	93,6	Месторождение	Самотлорское
2	1800	110,0	Дата проведения исследования	22.12.1983
3	2200	110,8	Пласт	БВ ₈ ⁰
4	2600	112,0	Вязкость нефти, сП	1,16
5	3000	114,0	Коэф. пористости	0,2
6	3600	117,2	Коэф. объемный нефти	1,22
7	5400	126,0	Плотность нефти, кг/м ³	840
8	7200	133,2	Коэф.сжимаемости нефти, 1/МПа	0,0010
9	9000	139,6	Коэф.сжимаемости породы, 1/МПа	0,00011
10	10800	145,2		
11	14400	152,8	Вязкость воды, сП	0,7
12	18000	158,5	Плотность воды, кг/м ³	1000
13	21600	162,1	Коэф.сжимаемости воды, 1/МПа	0,000542
14	25200	165,1		
15	28800	166,7	Глубина спуска манометра, м	2160
16	32400	168,0	Дебит жидкости, м ³ /сут	112,0
17	36000	168,8	Эффект. мощность пласта, м	5,6
18	39600	169,5	Обводненность, %	0
19	43200	170,0	Рзаб перед остановкой, атм	93,6
20	46800	170,5	Интервал перфорации	2398,0-2409,5
21	50400	171,0	Насос	ФОН
22	54000	171,5	После длительной отработки	
23	57600	171,8		
24	61200	172,2		
25	64800	172,5		
26	79200	173,7		
27	90000	174,5		
28	100000	175,1		
29	105000	175,4		

Контрольные вопросы:

1. Записать формулу для вычисления проницаемости
2. Чем вызвано искажение КВД на начальном этапе восстановления давления?
3. Назвать основные фильтрационные параметры пласта, определяемые по результатам обработки кривой восстановления давления (КВД)?
4. Назвать единицу измерения гидропроводности.

Практическое занятие №10

Тема: Определение коэффициентов продуктивности, проницаемости и гидропроводности

Цель: уметь пользоваться основными формулами для расчета продуктивности, гидропроводности и проницаемости

Время выполнения: 2 часа

Теоретический материал:

Непосредственной задачей исследований скважин и пластов вообще и гидродинамических исследований, в частности, является получение данных, характеризующих геолого-физические и гидродинамические свойства продуктивных пластов и отдельных скважин. Эти данные необходимы для проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений, а также для установления, регулирования и контроля технологического режима работы пластов и скважин, находящихся в эксплуатации.

При проведении исследований на промыслах непосредственно измеряются только дебиты, давления, расстояния между скважинами, уровни жидкости в скважинах, температуры. Вязкость жидкости и газа, пористость пород, сжимаемость пород и пластовой жидкости определяются лабораторными исследованиями при помощи специальной аппаратуры. Мощность пластов определяется геофизическими исследованиями.

Непосредственно гидродинамическими методами исследования можно определять следующие комплексы параметров:

$$\frac{k h}{\mu}$$

1) коэффициент гидропроводности

Коэффициент гидропроводности пласта (или просто гидропроводность), являющийся комплексом параметров k, h, μ отражает качественную характеристику гидравлической проводимости пласта в зависимости от проницаемости породы, вязкости протекающей в ней жидкости и мощности пласта.

Гидропроводность пласта прямо пропорциональна проницаемости и мощности пласта и обратно пропорциональна вязкости протекающей по пласту жидкости.

Коэффициент гидропроводности имеет размерность $\left[\frac{\text{д} \cdot \text{см}}{\text{сПа}} \right]$.

При увеличении вязкости жидкости μ и неизменных k и h гидропроводность уменьшается и, наоборот, при снижении вязкости увеличивается. Также с увеличением или уменьшением k и h при неизменной вязкости жидкости и гидропроводность увеличивается или уменьшается.

Следовательно, нефтяные пласты с очень высокой проницаемостью, но содержащие вязкую нефть могут иметь низкий коэффициент гидропроводности и, наоборот, пласты с малой проницаемостью могут иметь высокую гидропроводность, если в них содержится маловязкая жидкость.

2) Коэффициент продуктивности

$$K = \frac{Q}{P_{пл} - P_{заб}} \left[\frac{m}{сутки \cdot ат} \right]$$

Коэффициент продуктивности (для эксплуатационных скважин) и коэффициент поглощения (для нагнетательных скважин) представляют комплексы параметров, отражающих гидродинамические свойства самих скважин и участков пласта, окружающих эти скважины.

3) Коэффициент проницаемости $k = \frac{kh}{\mu} \cdot \frac{\mu}{h}$

Проницаемость – важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, т.е. способность пород пропускать через себя жидкости и газы, при наличии перепада между пластовым и забойным давлениями. В процессе эксплуатации скважин возможна различная фильтрация в пористой среде жидкостей и газов или их смесей. Поэтому для характеристики проницаемости пород введены понятия абсолютной, фазовой и относительной проницаемости.

Абсолютная проницаемость – проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой либо фазы.

Фазовая проницаемость – проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем.

Относительная проницаемость – это отношение эффективной проницаемости к абсолютной.

Задание к работе:

По данным, представленным в таблице 12 рассчитать гидропроводность, продуктивность и проницаемость.

Таблица 12

Данные по результатам исследования скважины

k, Д	h, м	μ , сПз	$P_{пл}$, ат	$P_{заб}$, ат	Q, т/сут
1	10	40	315,3	88,5	90

Контрольные вопросы:

1. Дать определения абсолютная, фазовая проницаемость.
2. Назвать цели исследования пластов.
3. Записать и охарактеризовать формулу для расчета продуктивности скважин

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ

Выполнение практических занятий оценивается по следующей шкале:

- «отлично» выставляется тогда, когда из работы ясно, что обучающийся глубоко и прочно освоил программный материал, умеет тесно связывать теорию с практикой и овладел навыками и приемами выполнения предложенных заданий без каких-либо неточностей;

- «хорошо» выставляется тогда, когда из работы ясно, что обучающийся твердо знает программный материал, правильно применяет теоретические положения при рассмотрении предложенных заданий овладел необходимыми навыками и приемами их выполнения без существенных неточностей;

- «удовлетворительно» выставляется тогда, когда из работы ясно, что обучающийся имеет знания основного программного материала, но не усвоил его деталей, испытывает затруднения при выполнении предложенных заданий, а в работе допущены неточности;

- «неудовлетворительно» выставляется тогда, когда из работы ясно, что обучающийся не знает значительной части программного материала, неуверенно и с большими затруднениями выполняет работу, а в работе допущены существенные ошибки.

Результативность выполнения практических работ оценивается согласно рейтинговой системы оценки знаний (таблица 10).

Таблица 10

№	Наименование	Баллы
1.	ПРН№1. Оценка начальных запасов углеводородных месторождений	5
2.	ПРН№2. Наземное оборудование фонтанных скважин	5
3.	ПРН№3. Динамограммы	5
4.	ПРН№4. Расчет коэффициента извлечения нефти на примере залежи, разработка которой будет осуществляться за счет расширения пластовых флюидов	5
5.	ПРН№5. Распределение пластового давления по глубине залежи, не затронутой разработкой	5
6.	ПРН№6. Расчет сепаратора природного газа на пропускную способность по газу	5
7.	ПРН№7. Расчет вертикального гравитационного сепаратора по газу	5
8.	ПРН№8. Обработка результатов исследования скважин	5
9.	ПРН№9. Обработка и интерпретация результатов исследования	5
10.	ПРН№10. Определение коэффициентов продуктивности, проницаемости и гидропроводности	5
11.	ИТОГО	50

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа [Текст]: учебник для студентов вузов по специальности "Машина и оборудование нефтяных и газовых промыслов" / А. Г. Молчанов. - 2-е изд., испр. и доп. - М. : Альянс, 2010.
2. Мстиславская, Л.П. Основы нефтегазового дела: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки дипломированных специалистов 130500 "Нефтегазовое дело" / Л. П. Мстиславская; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.-М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2010. - 256 с.
3. Нефтегазовые технологии.- М.: Топливо и энергетика, 2014.
4. Новатор: журнал о технологиях ТНК-ВР.- М.; ТНК-ВР, 2014
5. Покрепин, Б. В. Оператор по добыче нефти и газа: учебное пособие / Б. В. Покрепин. - Волгоград : Ин-Фолио, 2011. - 447 с
6. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс]: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности 130503 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" направления 130500 "Нефтегазовое дело" / А. К. Ягафаров [и др.] ;ТюмГНГУ. - Электрон.текстовые дан. - Тюмень:ТюмГНГУ, 2010. - эл. опт.диск (CD-ROM).
7. Филин, В.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 "Нефтегазовое дело" / В. В. Филин;ТюмГНГУ. - Тюмень :ТюмГНГУ, 2012. - 205 с.

Учебное издание

**ПМ.01 Ведение технологического процесса при всех
способах добычи нефти, газа и газового конденсата**

(Раздел 2. Основы нефтегазового дела)

Методические указания по выполнению практических работ

Составитель:

Черноиванов Марал Атамурадовна

Ответственный редактор

Н.М. Пальянова, заведующий отделением разведки, разработки нефтяных и
газовых месторождений

В авторской редакции