

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2019**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2019

УДК 622.276 (073)

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *Д.Г. Подопригора, С.В. Мигунова*. СПб, 2019. 70 с.

Выполнение практических работ позволит магистрантам ознакомиться со специальными технологическими вопросами проектирования и комплексным анализом разработки нефтяных и газовых месторождений; методами и методиками расчета и прогнозирования процессов разработки нефтяных и газовых месторождений; методами контроля и управления процессом разработки.

Каждый из разделов содержит краткую теоретическую часть и задачи для самостоятельного решения.

Предназначены для студентов магистратуры направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

Научный редактор проф. *М.К. Рогачев*

Рецензент канд. техн. наук *Р.Р. Гумеров* (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

ВВЕДЕНИЕ

Цель практических работ является ознакомление магистрантов со специальными технологическими вопросами проектированием и комплексным анализом разработки нефтяных и газовых месторождений; методами и методиками расчета и прогнозирования процессов разработки нефтяных и газовых месторождений; методами контроля и управления процессом разработки.

Выполнение работ позволит студентам приобрести знания, умения и навыки, необходимые при проектировании, разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Основные задачи практических заданий: изучение особенностей строения и природных режимов работы залежей углеводородов; уяснение принципов и методических основ процесса проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений; изучение методов воздействия на нефтяные и газовые пласты; изучение систем разработки нефтяных и газовых месторождений; уяснение критериев формирования объектов разработки нефтяных и газовых месторождений; изучение методик расчета основных технологических показателей разработки нефтяных и газовых месторождений; изучение методических основ контроля, анализа и регулирования процесса разработки нефтяных и газовых месторождений; изучение технологии воздействия на продуктивные пласты и призабойную зону скважин; изучение технологических основ сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин;

Методические указания к практическим занятиям предназначены для теоретической подготовки магистров направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело» по программе подготовки «Проектирование и управление объектами нефтегазодобычи».

1. РАСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ

Под геологической неоднородностью следует понимать изменчивость литологического состава изучаемых пластов по площади, характер и степень чередования по разрезу нефтяного горизонта, проницаемых пластов с непроницаемыми, а также изменчивость физических свойств коллекторов, обусловленную их вещественным составом, структурой и текстурой порового пространства.

Степень изученности геологической неоднородности продуктивных пластов не одинакова для различных стадий разведки и разработки нефтяных месторождений.

На этапе бурения поисковых скважин геологическая неоднородность продуктивных горизонтов и свит может быть охарактеризована лишь качественно в пределах разрезов отдельных скважин.

На стадии промышленной разведки неоднородность продуктивных пластов должна быть изучена с большей детальностью по всей площади залежи и графически представлена корреляционными схемами и картами литологических разностей, изопахит и другими материалами, которые должны явиться геологической основой для составления технологической схемы разработки.

Детальное изучение неоднородности продуктивных пластов для составления проекта разработки нефтяной залежи будет достигнуто после бурения значительной части скважин, испытания и опытной эксплуатации отдельных пластов, слагающих нефтяной горизонт; исследований на приток жидкости в скважинах глубинными дебитомерами, наблюдений за продвижением воды по отдельным пластам, т.е. тогда, когда представится возможность наиболее полно отразить на картах условия залегания нефти и газа в недрах.

Следует отметить, что в специальной литературе часто разделяют геологическую неоднородность на **микрон неоднородность** и **макрон неоднородность**.

Под **микронеоднородностью** понимают изменчивость в пределах залежей фильтрационно–емкостных свойств пород–коллекторов, насыщенных углеводородами – проницаемости, пористости, нефтенасыщенности. Микронеоднородность характерна для терригенных, и еще более для карбонатных коллекторов.

Интенсивность микронеоднородности по проницаемости тесно связана с условиями формирования коллекторов, с вторичными процессами в карбонатных породах, с литологическим и гранулометрическим составом, со степенью цементации и глинистости, структурой пустотного пространства.

При эксплуатации скважин и нефтяных залежей в целом большое значение имеет микронеоднородность по толщине пластов, которая выражается в переслаивании прослоев–коллекторов разной проницаемости.

Если каждый прослой коллектора рассматривать как единое нерасчленимое целое, т.е. выделять в разрезах скважин только коллекторы и неколлекторы и проследивать распространение тех и других по площади залежи, то можно изучить макроструктуру нефтегазоносного пласта (горизонта) и его микронеоднородность.

Макронеоднородность отражает морфологию залегания пород–коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. характеризует взаимное распределение в ней коллекторов и неколлекторов.

Макрооднородным считают единичный пласт (горизонт) монолитного строения, залегающий в пределах залежи повсеместно и имеющий относительно постоянную мощность. Такие залежи встречаются редко.

Для изучения микронеоднородности используются материалы ГИС по всем пробуренным скважинам. Надежную оценку микронеоднородности можно получить только при наличии детальной корреляции продуктивной части разрезов скважин.

Особую важность детальная корреляция и изучение микронеоднородности приобретают при расчлененности продуктивных горизонтов непроницаемыми прослоями.

Макронеоднородность изучают по вертикали (по толщине горизонта) и по простираанию пластов (по площади).

По толщине макронеоднородность проявляется в присутствии в разрезе нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов (обычно в разном количестве на различных участках залежей) – вследствие наличия мест их слияния, отсутствия в разрезе некоторых пластов, уменьшения нефтенасыщенной толщины в водонефтяной (газовой) части залежи за счет неучета водоносных нижних пластов и др.

Графически макронеоднородность по вертикали (по толщине объекта) отображается с помощью профилей (рис. 1.1) и схем детальной корреляции.

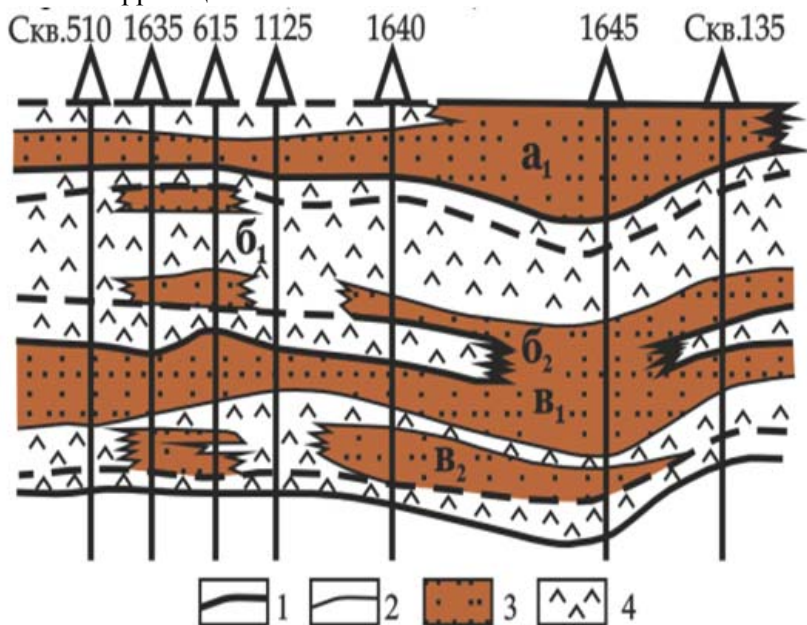


Рис. 1.1. Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического профиля горизонта.

Кровля и подошва: 1 – пласта, 2 – прослоя; 3 – коллектор; 4 – неколлектор; а-в – индексы пластов-коллекторов.

По простиранию макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе горизонта пластов – коллекторов. Она проявляется в изменчивости их толщин вплоть до нуля, т.е. наличии зон отсутствия коллекторов (литологического замещения или выклинивания).

Графически макронеоднородность по простиранию (по площади) отображается с помощью карт распространения коллекторов каждого пласта (рис. 1.2), на которых показываются границы площадей распространения коллектора и неколлектора, а также участки, на которых происходит слияние пластов (для горизонта) или пропластков (для пласта) с ниже- или вышележащими пластами или пропластками.

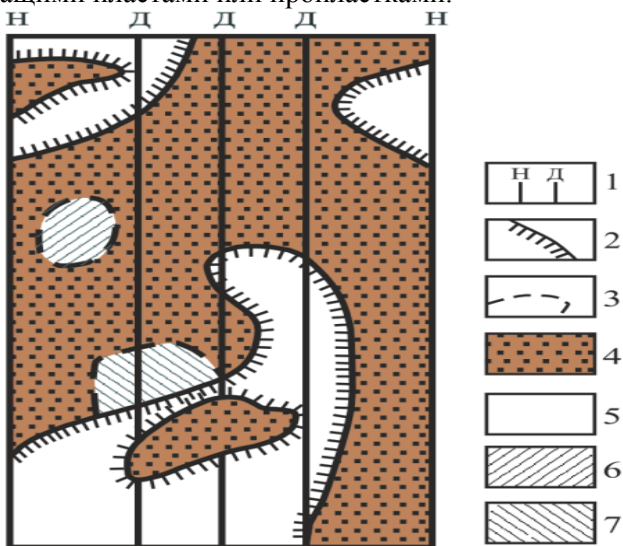


Рис. 1.2. Фрагмент карты распространения коллектора одного из пластов горизонта:
 1 – ряды скважин: Н – нагнетательных, Д – добывающих; 2 – границы распространения коллекторов; 3 – границы зон слияния; участки: 4 – распространения коллекторов, 5 – неколлекторов; 6 – слияния пласта с вышележащим пластом, 7 – слияния пласта с нижележащим пластом

При однопластовом строении залежи, когда пласт пород-коллекторов относительно однороден по составу, но толщина его изменчива, коллекторы залегают на площади не повсеместно,

прерывисто, пласт является *зонально макронеоднородным* [8]. Его строение иллюстрируется картой распространения коллекторов по площади. На карте показываются границы сплошного распространения коллекторов, также полулинз, линз, тупиковых зон, которые при стационарном заводнении и расположении скважин по основной равномерной сетке частично или полностью не включаются в процесс дренирования.

Зональная неоднородность при этом характеризуется двумя коэффициентами:

✓ *коэффициент распространения коллекторов по площади (литологической выдержанности)*, характеризует степень прерывистости их залегания и охват пласта воздействием по площади:

$$K_{\text{распр}} = \frac{\sum S_i}{S}, \quad (1.1)$$

где S_i – площадь i -го участка, занятого коллектором, м^2 ; S – общая площадь залежи, м^2 .

Его определяют после проведения детальной корреляции разрезов скважин и выделения зональных интервалов (пластов) путем отношения площади присутствия коллекторов данного интервала к общей площади пласта в пределах контура нефтеносности. Чем больше $K_{\text{распр}}$, тем больше степень гидродинамической связанности коллекторов по горизонтам. При вычислении $K_{\text{распр}}$ необходимо построение карт распространения коллекторов.

При оценке прерывистости пласта для прогнозирования охвата пластов воздействием широко применяют метод, предусматривающий разделение всего эффективного объема на непрерывную часть, полулинзы и линзы. Критерием к отнесению объема (площади) служит расположение их относительно контура питания. Считается, что непрерывная часть пласта в процессе разработки будет полностью охвачена воздействием, полулинзы частично (зависит от плотности сетки добывающих скважин и их положения относительно нагнетательных), а линзы вообще не охвачены воздействием со стороны линии нагнетания.

Для количественной оценки степени сложности строения прерывистых, фациально изменчивых пластов, используют коэффициент сложности:

✓ **коэффициент сложности площадного залегания коллекторов** – отношение суммарной длины границ участков пласта, представленных коллекторами, к длине периметра залежи:

$$K_{\text{сложн}} = \frac{L_{\text{ПК}}}{L_3}, \quad (1.2)$$

где $L_{\text{ПК}}$ – периметр (длина) границ, замещения коллекторов на неколекторы или их выклинивание, м; L_3 – периметр залежи (внешнего контура нефтеносности), включая участки коллекторов и неколекторов, м.

Чем больше извилистость границ распространения коллекторов (больше $L_{\text{ПК}}$), тем больше образуется мелких тупиковых зон, охват вытеснением которых затруднен, и тем выше $K_{\text{сложн}}$.

Установлено, что по неоднородным, прерывистым пластам по мере уплотнения сетки скважин коэффициент сложности $K_{\text{сложн}}$ постепенно снижается. Это указывает на то, что даже при самой плотной (из применяемых на практике) сетке скважин все детали изменчивости пластов еще остаются неизвестными. Поэтому по мере разбуривания эксплуатационного объекта (ЭО) сеткой добывающих скважин требуется постоянное уточнение $K_{\text{распр}}$ и $K_{\text{сложн}}$.

При двухпластовом строении объект включает два в разной степени зонально неоднородных пласта, в некоторых местах возможно слияние их в единый пласт. В этом случае $K_{\text{распр}}$ и $K_{\text{сложн}}$ оценивают по каждому пласту отдельно и затем находят суммарные величины для объекта в целом. Наряду с этим для объекта в целом определяют три коэффициента: песчанистости, расчлененности и слияния пластов.

✓ **Коэффициент песчанистости** представляет собой отношение эффективной мощности к общей мощности пласта, прослеживаемой в разрезе данной скважины. Он показывает, какую

долю занимают коллекторы в общем объеме продуктивного горизонта:

$$K_{\text{песч}} = \sum \frac{h_{\text{эф}}}{h_{\text{общ}}}, \quad (1.3)$$

где $h_{\text{эф}}$ и $h_{\text{общ}}$ – средние значения эффективной и общей толщины пород, м.

При этом под общей мощностью продуктивного горизонта следует понимать мощность между его кровлей и подошвой вне зависимости от того, какими литологическими разностями будут представлены граничные слои.

✓ **Коэффициент расчлененности** определяется для залежи в целом и характеризует среднее число песчаных прослоев, слагающих горизонт – отношение числа песчаных прослоев, суммированных по всем скважинам, к общему количеству скважин, вскрывших коллектор:

$$K_{\text{расчл}} = \frac{l_1 + l_2 + \dots + l_i}{n} = \frac{\sum l_i}{n}, \quad (1.4)$$

где l_1, l_2, \dots – число прослоев коллекторов в каждой скважине; n – общее количество скважин, вскрывших коллектор.

В том случае, когда эксплуатационный объект представлен одним пластом песчаника, $K_{\text{расчл}} = 1$.

При двухпластовом строении $K_{\text{расчл}}$ обычно < 2 , т. к. в большинстве скважин присутствуют оба пласта, в некоторых скважинах имеется только один, а в некоторых есть оба, но они слиты в единый пласт. $K_{\text{песч}}$ в таком объекте < 1 , т. к. между пластами–коллекторами имеется слой непроницаемых пород, входящий в общую толщину горизонта, но занимающий меньшую ее долю, чем пласты–коллекторы.

Детальная корреляция продуктивных пластов показала, что глинистые или аргиллитовые разделы не обладают постоянством и не распространяются по всей площади залежи. На отдельных участках происходит выклинивание, в результате которого песчаники одного пласта контактируют с песчаниками ниже – или вышелегающего пласта. Количество зон слияния зависит от условий седиментации осадков. Так как по ним в процессе

разработки может происходить переток жидкости из одного пласта в другой, то совершенно необходимо установить количество, размеры и положение таких зон по всей площади залежи.

✓ **Коэффициент литологической связанности (слияния пластов)** определяет зоны слияния двух смежных пластов–коллекторов.

Под $K_{сл}$ понимается [4] отношение площадей слияния пропластков к общей площади залежи в пределах контура нефтеносности:

$$K_{сл} = \frac{\sum S_{сл}}{S_{общ}}, \quad (1.5)$$

где $S_{сл}$ – площадь, в пределах которой песчаные пропластки не разобщены глинистыми прослоями, m^2 ; $S_{общ}$ – общая площадь залежи, m^2 .

Чем выше величина этого коэффициента, тем больше суммарная площадь слияния двух смежных пластов и, следовательно, менее обосновано выделение их в самостоятельные пласты и тем больше степень гидродинамической связанности коллекторов по вертикали.

При равномерном расположении скважин по площади [2] $K_{сл}$ примерно соответствует отношению числа скважин, в которых установлена литологическая связь пластов, вскрывших монолитный пласт песчаника (мощность которого равна или больше средней его мощности) $n_{св}$, к общему числу пробуренных скважин N . Другими словами $K_{сл}$ показывает долю скважин, в которых смежные прослои сливаются.

$$K_{сл} = \frac{\sum n_{св}}{N}, \quad (1.6)$$

где $n_{св}$ – скважины, в которых песчаные пропластки не разобщены глинистыми прослоями; N – общее количество скважин.

Многопластовые горизонты включают в себя 3 – 6 и более как непрерывных, так и прерывистых в разной степени пластов с разной толщиной и проницаемостью коллекторов. Участки

отсутствия коллекторов разных пластов часто не совпадают в плане. Различные пласты– коллекторы сливаются воедино в разных местах. Объект в целом представляет собой весьма сложное природное образование. Многопластовые объекты характеризуются теми же графическими иллюстрациями и коэффициентами, что и двухпластовые.

Задача 1.1

Определить параметры макронеоднородности (коэффициент песчаности и коэффициент расчлененности) продуктивного горизонта, представленного на рисунках 1.3-1.4.

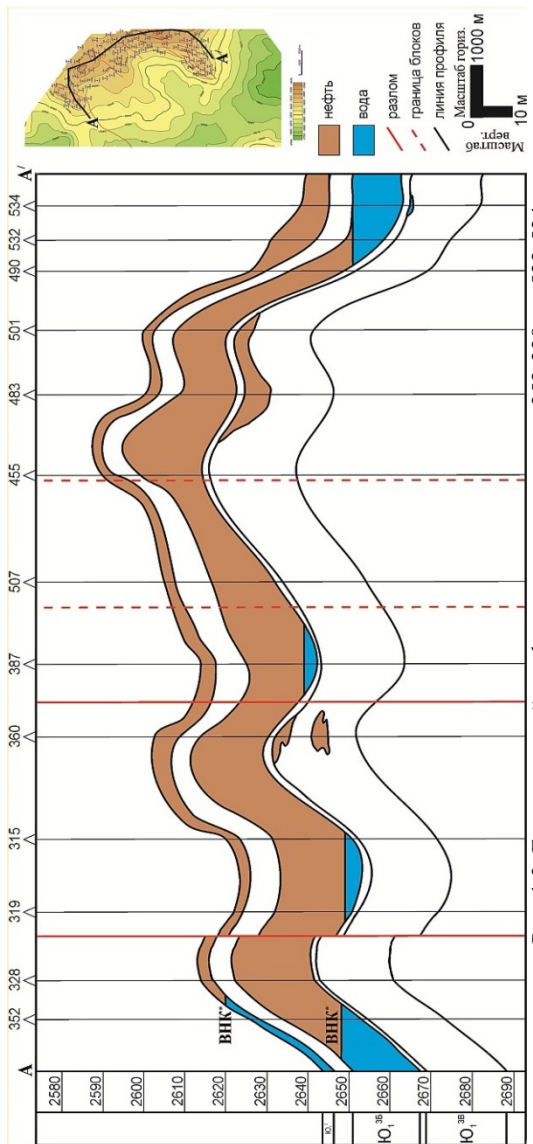


Рис. 1.3. Геологический профиль по линии скважин 352-328-...-532-534

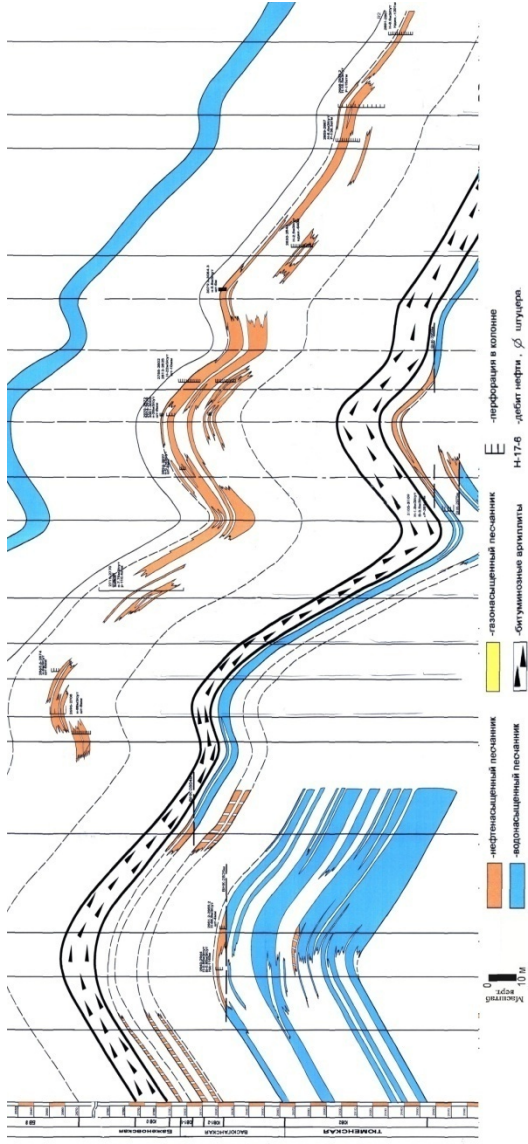


Рис. 1.4. Геологический профиль по линии скважин 50R-177

2. ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ И ИЗУЧЕНИЕ НА ИХ ОСНОВЕ ВЫДЕЛЕНИЯ СТАДИЙ РАЗРАБОТКИ И ХАРАКТЕРНЫХ ТИПОВ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ

График основных технологических параметров разработки составляется для эксплуатационного объекта или месторождения в целом и представляет собой комплекс кривых, отражающих динамику основных годовых показателей разработки. На графике должны быть приведены кривые изменения: добычи нефти (газа), жидкости, обводненности продукции, действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин, закачка рабочего агента, пластовое давление.

Разработка нефтяных месторождений условно делится на четыре стадии (рис. 2.1) по добыче нефти.

Первая стадия – ввод месторождения в эксплуатацию. Характеризуется ростом добычи нефти, происходит разбуривание и обустройство месторождения. На этой стадии обеспечивается ввод в разработку новых добывающих скважин в условиях высоких пластовых давлений. Обычно в течении первой стадии добывается безводная нефть, наблюдается некоторое падение пластового давления вследствие роста добычи. За окончание стадии, принимается точка резкого перегиба кривой добычи нефти или темпа разработки.

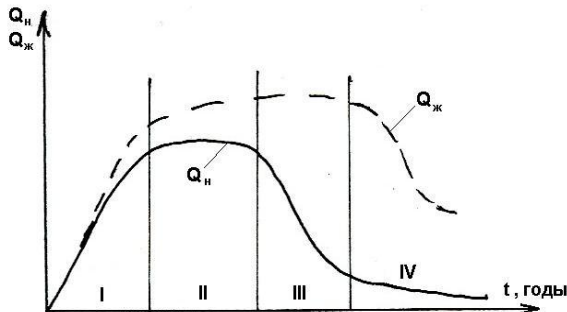


Рис. 2.1. График разработки залежи [1]

Вторая стадия – стабилизация добычи нефти. Характеризуется максимальной добычей нефти (газа). Задача разработчиков состоит в том, чтобы продлить этот период разработки как можно дольше. Для этого выполняются различные геолого-технические мероприятия (ГТМ). Происходит добуривание резервного фонда скважин. Вводится и обустраивается система заводнения (при необходимости).

Третья стадия – падающая добыча нефти (газа), характеризуется значительным и относительно высокими темпами роста обводненности и падения добычи нефти (газа) вследствие подтягивания подошвенных вод к забою добывающих скважин. Наблюдается резкое или постепенное уменьшение количества действующих добывающих скважин, выбывающих из-за обводнения, переводом фонда скважин на механизированную добычу и т. д.

На данной стадии задача разработки заключается в том, чтобы замедлить падение добычи нефти (газа).

Для газовой залежи третья стадия является последней. Основным периодом разработки нефтяной залежи являются первая, вторая и третья стадии, на протяжении которых должно быть отобрано порядка 80 – 90% запасов извлекаемой нефти.

Четвертая стадия – конечная, завершающая, поздняя стадия разработки (характерна только для нефтяных залежей). Для нее характерны замедленные темпы падения добычи нефти и роста обводненности добываемой продукции. Эксплуатация скважин проводится до предела рентабельности, то есть обводненности скважин 95-98%. Четвертая стадия самая длительная по времени.

2.1 Последовательность выделения и описания стадий разработки

Разделение на стадии разработки проводится по 2 показателям: годовой добыче нефти (Q_n) или темпу отбора и обводненности добываемой продукции. Для этого с помощью любой программы для работы с базами данных (например Microsoft Office Excel) строится график разработки. Первоначально определяется

вторая стадия разработки. Для этого по таблице разработки находится максимальная годовая добыча нефти (газа).

Граница между концом первой и началом второй стадиями определяется по графику разработки как отклонение от максимальной добычи нефти (газа) примерно на 10 % влево.

Граница между концом второй и началом третьей стадии определяются по графику разработки как отклонение от максимальной добычи нефти (газа) примерно на 10 % вправо.

В результате определяются границы между первой и второй стадией и началом третьей. Четвертая стадия характеризуется выполаживанием кривой добычи нефти относительно оси абсцисс. Обычно этому соответствует темп отбора нефти ниже 1 % и увеличение обводненности выше 90 %. Найдя на графике это соотношение, определяем начало четвертой стадии. Иногда вследствие невысокой активности законтурных вод наблюдается выполаживание кривой добычи нефти при обводненности меньше 90 %. В этом случае за начало 4 стадии принимается год, когда темп отбора становится стабильно меньше 1 % или год, когда начинается замедленное падение добычи нефти и рост обводненности (выполаживания кривой добычи нефти).

Таким образом определяются все 4 стадии разработки. При анализе разработки на каждой стадии проводится анализ по определенным показателям.

На первой стадии анализируется темп разбуривания месторождения проектным фондом скважин, рост добычи нефти, темп отбора, изменение дебитов нефти и жидкости, динамика изменения обводненности добываемой продукции.

Изначально считается, что на первой стадии разработки добывается безводная продукция. До внедрения на месторождении закачки рабочего агента (воды) увеличению обводненности могут способствовать трещиновато-поровый тип коллектора, нефтенасыщенность пласта менее 0,7 д.ед., наличие водо-нефтяных зон (ВНЗ), массивный тип залежи, высокие темпы отбора, технические причины и т.д.

На второй стадии определяется год максимальной добычи. Приводится характеристика мероприятия, с помощью которых достигается и поддерживается на определенном уровне стабилизация добычи нефти (газа): доразбуривание залежи резервным фондом скважин, мероприятия, направленные на снижение обводненности и увеличение производительности скважин. Производится оценка динамики пластового давления, и если закачка рабочего еще не внедрена, то рассматривается возможность и целесообразность ее организации.

В третьей и четвертой стадии падающей и завершающей добычи анализируются эффективность геолого-технические мероприятий проводимых для замедления падения добычи нефти, согласно созданной системе разработки.

Для некоторых месторождений характерно, что сразу за первой стадией начинается падение добычи нефти. Это характерно для месторождений с высоковязкой нефтью или при достижении к концу первой стадии высоких темпов отбора 12-20 % и более.

Также на третьей или четвертой стадии может наблюдаться увеличение добычи нефти вплоть до достижения второго максимума, что связано с применением новых технологий извлечения нефти из недр или вовлечением в разработку ранее не охваченных воздействием участков залежи или месторождения.

Косвенно об эффективности разработки на поздней стадии можно судить по соотношению показателей степени выработки и средней обводненности по апласту. Если эти параметры близки между собой, то разработка ведется удовлетворительно. Превышение обводненности над степенью выработки, указывает на недостаточную эффективность разработки, и чем выше это превышение, тем хуже разрабатывается пласт. В случае, если степень выработки значительно превышает обводненность необходимо провести уточнение геологического строения залежи и пересчет запасов.

При построении графиков разработки (рис. 2.2) на оси абсцисс откладываются годы разработки, которые рассматриваются как интервалы времени. Накопленные показатели наносятся на

конец года. Текущие, в том числе и процент воды, рассматриваются как среднегодовые и наносятся точкой на середину года.

Пластовое давление наносится точкой на середину временного интервала (квартала, года).

На графике разработки накопленные показатели изображаются жирными линиями, текущие – тонкими. Изображаемые показатели должны иметь следующие обозначения:

- _____ добыча нефти, Q_n ;
- ___ _ __ закачка воды, $Q_{зак}$;
- ___ x ___ добыча жидкости, $Q_{ж}$;
- ___ o ___ обводненность (по весу), n_B ;
- _____ добыча газа, Q_r ;
- пластовое давление, $P_{пл}$ [7].

Масштаб показателей выбирается по усмотрению авторов отчета, однако, желательно, чтобы график размещался в размере одного листа ватмана (для демонстрации).

На графике принято отмечать границы между стадиями разработки.

К основным показателям разработки месторождения нефти (газа) относятся следующие: отбор нефти, газа, воды и других агентов-вытеснителей; ввод в эксплуатацию и вывод из нее скважин всех видов; действующий фонд скважин всех видов; дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин (ГОСТ Р 53554-2009).

Анализ графика разработки и сравнение фактических показателей с проектными дают возможность на любом этапе эксплуатации объекта оценить эффективность реализуемой системы разработки и обосновать, при необходимости, меры по ее совершенствованию.

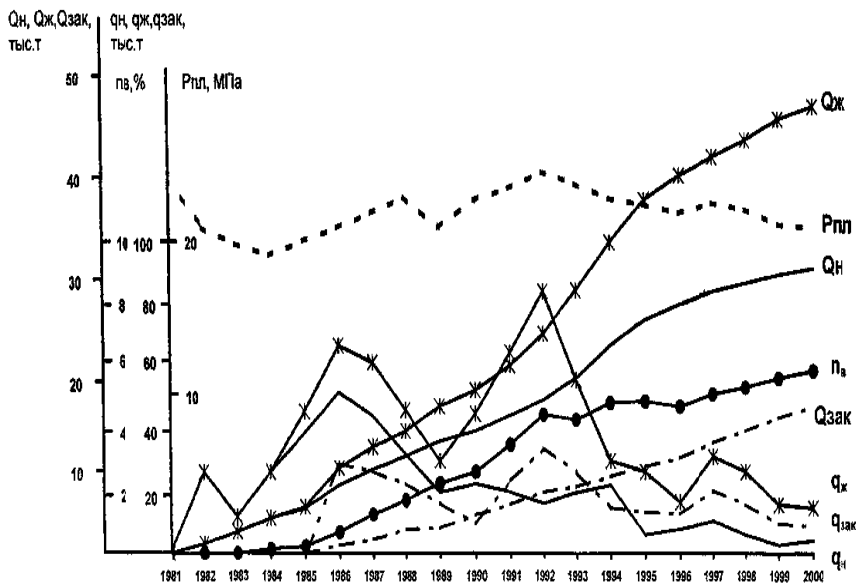


Рис. 2.2. График разработки месторождения

Задача 2.1

Проанализируйте динамику изменения показателей разработки пласта (табл. 2.1), выявите основные отклонения от стандартного состояния показателей разработки, объясните причины отклонений и предложите комплекс мероприятий для дальнейшей разработки объекта.

Таблица 2.1

Динамика показателей разработки пласта

Год	Число добывающих скважин	Нефть, тыс.т	Жидкость, тыс.т	Дебит нефти, т/сутки	Дебит жидкости, т/сутки	Обводненность, %	Темп отбора от НИЗ, %	Степень выработки НИЗ, %	Нефтеотдача, %	Число нагнетательных скважин	Закачка воды, тыс.м ³	Приемистость, м ³ /сутки	Компенсация отбора закачкой, %
1981	3	113	113	107,3	107,5	0,2	2,1	2,1	0,8				
1982	5	186	197	106,5	112,7	5,5	3,4	5,4	2,2				
1983	7	144	151	58,6	61,4	4,6	2,6	8,1	3,2				
1984	14	283	306	57,8	62,4	7,4	5,2	13,2	5,3				
1985	14	347	418	70,9	85,2	16,9	6,3	19,5	7,8				
1986	14	340	464	69,3	94,6	26,8	6,2	25,7	10,3				
1987	13	320	435	70,4	95,7	26,4	5,8	31,5	12,6				
1988	13	251	443	55,2	97,4	43,3	4,6	36,1	14,4				
1989	14	403	628	82,3	128,1	35,7	7,3	43,4	17,4				
1990	13	362	585	79,5	128,5	38,2	6,6	50,0	20,0				
1991	12	336	543	80,0	129,3	38,1	6,1	56,1	22,5	1	189	378	32
1992	12	264	579	62,8	137,8	54,4	4,8	60,9	24,4	1	256	511	43
1993	12	305	752	72,7	179,0	59,4	5,6	66,5	26,6	2	242	242	32
1994	12	258	790	61,3	188,2	67,4	4,7	71,2	28,5	2	481	481	63
1995	11	238	804	61,8	208,9	70,4	4,3	75,5	30,2	2	279	279	36
1996	11	221	786	57,4	204,3	71,9	4,0	79,5	31,8	2	439	439	59
1997	12	219	803	52,1	191,2	72,7	4,0	83,5	33,4	2	422	422	55
1998	12	205	826	48,8	196,7	75,2	3,7	87,2	34,9	2	417	417	54
1999	12	197	872	46,9	207,5	77,4	3,6	90,8	36,3	2	509	509	62
2000	11	105	767	27,3	199,2	86,3	1,9	92,7	37,1	2	469	469	68
2001	11	89	704	23,1	182,8	87,4	1,6	94,4	37,7	2	377	377	60
2002	11	82	777	21,3	201,8	89,4	1,5	95,9	38,3	2	411	411	59
2003	11	52	775	13,4	201,3	93,4	0,9	96,8	38,7	2	358	358	53
2004	11	40	791	10,3	205,5	95,0	0,7	97,5	39,0	2	160	160	23
2005	11	34	841	8,8	218,4	96,0	0,6	98,1	39,3	2	132	132	18
2006	11	25	888	6,5	230,6	97,2	0,5	98,6	39,4	2	136	136	18
2007	11	23	894	6,0	232,2	97,4	0,4	99,0	39,6	2	130	130	17

3. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Выбор методов подсчета запасов нефти зависит от качества и количества подсчетных параметров, степени изученности месторождения, режима работы залежи, объекта подсчета (конденсат, нефть).

Среди возможных методов подсчета запасов нефти объемный метод является основным - универсальным - применим в контурах залежи нефти любой категории разведанности, при любом ее режиме работы. Другие методы - статистический, материального баланса, частные варианты объемного метода: объемно-весовой и объемно-статистический и т.п., применимы лишь в отдельных случаях с определенными ограничениями.

Объемный метод основан на определении объема пор продуктивного пласта, определяемого путем изучения размеров нефтеносного пласта и пористости слагающих его пород. Учитывается как общее количество нефти, заполняющей пористые пространства нефтеносных пластов, так и то, которое может быть извлечено при эксплуатации.

Начальные балансовые (общие, геологические) запасы нефти в залежах определяются по формуле:

$$Q_0 = F \cdot H \cdot m_0 \cdot k_n \cdot \Theta \cdot \rho, \quad (3.1)$$

где Q_0 - начальные балансовые (геологические) запасы нефти, млн.т; F - площадь нефтеносности, м². Определяется для каждого горизонта индивидуально с использованием структурной карты и на основе подсчетного плана; H - эффективная толщина нефтенасыщенной части пласта, м. Определяется как средне арифметическая величина вскрытых толщин небольшим числом скважин или средневзвешенная толщина по всей площади залежи; m_0 - коэффициент открытой пористости (пустотности), доли единицы; k_n - коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли единицы. Находят по результатам анализа керна, отобранных при бурении скважин из продуктивных пластов. В связи с малым выносом керна пористость для всей продуктивной толщины пласта по простирацию определяют с помощью косвенных методов и в первую очередь с помощью методов промысловой геофизики; Θ -

пересчетный коэффициент, показывающий, какой объем 1 м³ товарной нефти занимает в пластовых условиях (обычно θ /гта/ около 0,85-0,86). Определяется отношением плотности нефти в пластовых условиях к поверхностным. ρ - плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³. Плотность и пересеченный коэффициент находят по результатам лаб. анализа проб нефти в поверхностных условиях.

Извлекаемые запасы нефти подсчитываются по следующей формуле:

$$Q_{\text{извл}} = Q_0 \cdot K_{\text{извл}}, \quad (3.2)$$

где $Q_{\text{извл}}$ - извлекаемые запасы нефти, млн.т; $K_{\text{извл}}$ - коэффициент извлечения нефти или коэффициент нефтеотдачи (K_n).

$K_{\text{извл}}$ обычно при водонапорном режиме для новых залежей принимается равным 0,5 – 0,6 (максимально!) и зависит от способов эксплуатации, температуры нефтяной залежи, физических свойств нефти, газового давления и других факторов. $K_{\text{извл}}$ выше для нефтеносных залежей, сильно насыщенных газом.

Подсчет запасов газа растворенного в нефти основан на определении насыщенности нефти газом на дату расчета и определяется по формуле:

$$V_{\Gamma} = Q_{\text{извл}} \cdot \Gamma, \quad (3.3)$$

где Γ – пластовый газовый фактор, м³/т.

Задание 3.1:

1. Используя данные по месторождению (табл. 3.2) заполнить табл. 3.1.
2. Подсчитать балансовые и извлекаемые запасы нефти.
3. Подсчитать запасы газа растворенного в нефти.

Таблица 3.1.

Исходные данные для расчета балансовых и извлекаемых запасов нефти

Наименование	Единицы измерения	Значения
Категория запасов		A+B+C ₁
Площадь нефтеносности, F	м ²	
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, H	м	
Коэффициент пористости, m	д.ед	
Пересчетный коэффициент из пластовых условий в поверхностные, Q		
Плотность нефти в поверхностных условиях, $\rho_{пов}$	т/м ³	
Пластовый газовый фактор, Γ	м ³ /т	
Коэффициент нефтенасыщенности, K_n	д.ед	
Коэффициент нефтеизвлечения, $K_{отд}$	д.ед	

Задание 3.2:

Рассчитать запасы нефти, приходящиеся на одну эксплуатационную скважину, если сетка скважин треугольная и квадратная, а расстояние между скважинами 500 м. Найти минимальную рентабельную толщину размещения нефтяных скважин, используя данные предыдущей задачи. Рассчитать необходимое количество проектных добывающих скважин при треугольной (квадратной) сетки скважин. Рассчитать удельные извлекаемые запасы.

Первоначально определяется площадь нефтеносности приходящаяся на одну скважину при треугольной и квадратной сетках, тыс м².

Зная общую площадь залежи и площадь, приходящуюся на одну скважину, рассчитать необходимое количество проектных добывающих скважин.

Удельные запасы нефти рассчитать, используя формулу Крылова: $N_{кр} = N/n$, т/скв.

Таблица 3.2.

Характеристика продуктивных пластов и насыщающих их флюидов

Показ-ли	Пласты									
	АС ₉	БС ₁ ¹	БС ₁ ²	БС _{2,3}	БС ₄	БС ₁₀	БС ₁₁	БС ₁₂	ЮС ₁	ЮС ₂
Площадь нефт-ти, км ²	0,67	151,1	47,4	52,0	3,2	247,8	51,9	1,9	2,2	104,2
Нефт-ая толщина пласта, м	3,6	4,1	1,5	9,2	3,5	8,4	4,5	3,6	1,5	4,3
Порис-ть %	26	26	27	28	28	23	20	23	22	14
Прон-ть, мкм ²	0,34	0,55	0,53	0,44	0,26	0,11	0,061	0,13	0,16	0,073
Нефт-ть, %	43	71	48	57	45	57	43	48	57	52
Плот-ть нефти при 20°С, кг/м ³	890	882	887	887	884	884	885	870	875	880
Газовый фактор, м ³ /т	22	36	37	37	38	38	38	39	40	35
Коэфф-т нефт-чи, д.е.	0,32	0,42	0,39	0,37	0,3	0,295	0,276	0,279	0,287	0,285

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УПРУГИХ СВОЙСТВ ЖИДКОСТИ И ПОРОДЫ

Однородная по проницаемости и толщине пласта нефтяная залежь, ограниченная контуром нефтеносности и площадью F , окружена кольцевой законтурной водонапорной областью с площадью F_1 . В процессе разработки средневзвешенное давление внутри нефтеносной части залежи изменилось от начального пластового давления до давления насыщения. За тот же промежуток времени средневзвешенное давление в законтурной водонапорной части пласта уменьшилось на величину ΔP_1 .

Определить нефтеотдачу, которую можно получить из залежи за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности и законтурной части пласта. Исходные данные приведены в табл. 4.1.

1. Коэффициент сжимаемости нефти определяется через начальный объем нефти в залежи $V_{но}$ и объем нефти при давлении насыщения $V_{н1}$ (в итоге используем определение объемного коэффициента b):

$$\beta_H = \frac{\Delta V_H}{\Delta V_{но} \cdot \Delta P} = \frac{b_{H1} - b_{но}}{b_{но} \cdot (P_{пл} - P_{нас})}. \quad (4.1)$$

2. Коэффициент упругости пласта (или сжимаемости пористой среды внутри контура нефтеносности) учитывает суммарную сжимаемость насыщающих ее жидкостей – нефти с насыщенностью $(I-S)$ и воды с насыщенностью S , а также сжимаемость породы [3]:

$$\beta^* = m \cdot [\beta_H \cdot (1 - S) + \beta_B \cdot S] + \beta_{п}. \quad (4.2)$$

3. Используя коэффициент β^* и объем залежи $V_{зал}$, вычислим объем нефти, извлекаемой под действием упругих сил внутри контура нефтеносности F :

$$\Delta V_H = \beta^* \cdot V_{зал} \cdot \Delta P = \beta^* \cdot (F \cdot h) \cdot (P_{пл} - P_{нас}). \quad (4.3)$$

4. Подсчитаем начальные запасы нефти в залежи:

$$V_{но} = F \cdot h \cdot m \cdot (I-S) / b_{но}. \quad (4.4)$$

5. Вычислим нефтеотдачу, обусловленную действием только упругих сил внутри контура нефтеносности F :

$$\eta = \frac{\Delta V_n}{V_{но}}. \quad (4.5)$$

6. Падение давления в пределах контура нефтеносности F нарушит равновесие в пласте, поэтому часть воды под действием упругой энергии законтурной части пласта F_1 поступит в нефтеносную область. Коэффициент упругоэластичности (сжимаемости) пористой среды в законтурной обводненной части пласта F_1 учитывает суммарную сжимаемость породы и насыщающей ее воды:

$$\beta_1^* = m \cdot \beta_B + \beta_{п}. \quad (4.6)$$

7. Используя коэффициент β_1^* , найдем количество воды ΔV_B , которое поступит в нефтеносный контур F и вытеснит равную по объему нефть под действием упругих сил при изменении давления ΔP_1 в законтурной части пласта F_1 :

$$\Delta V_B = \beta_1^* \cdot V_1 \Delta P_1 = \beta_1^* \cdot (F_1 \cdot h) \cdot \Delta P_1. \quad (4.7)$$

8. Вычисляется нефтеотдачу, обусловленная суммарным действием упругих сил:

$$\eta_{\Sigma} = \frac{\Delta V_n + \Delta V_B}{V_{но}}. \quad (4.8)$$

Таблица 4.1

Исходные данные

Наименование исходных параметров	Обозначение, размерность	Значение			
		1	2	3	4
Площадь залежи в пределах контура нефтеносности	F , км ²	12	11	13	15
Площадь кольцевой законтурной водонапорной области	$F_{\text{л}}$, км ²	120	130	140	160
Толщина пласта внутри контура нефтеносности и в законтурной части	h , м	12	11	13	15
Проницаемость пород пласта в нефтеносной части и за контуром нефтеносности	k , м ²	$0,5 \cdot 10^{-10}$	$0,6 \cdot 10^{-10}$	$0,7 \cdot 10^{-10}$	$0,8 \cdot 10^{-10}$
Вязкость нефти в пластовых условиях	$\mu_{\text{н}}$, мПа·с	1,63	1,55	1,71	1,66
Вязкость воды	$\mu_{\text{в}}$, мПа·с	1	1	1	1
Пористость породы	m	0,22	0,21	0,23	0,24
Начальный коэффициент водонасыщенности нефтеносной части пласта	S	0,2	0,19	0,21	0,18
Коэффициент сжимаемости пор в породе пласта	$\beta_{\text{п}}$, 1/МПа	$2 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент сжимаемости воды	$\beta_{\text{в}}$, 1/МПа	$4,2 \cdot 10^{-4}$	$4,2 \cdot 10^{-4}$	$4,2 \cdot 10^{-4}$	$4,2 \cdot 10^{-4}$
В процессе разработки средневзвешенное давление внутри нефтеносной части залежи изменилось:					
От начального пластового давления	$P_{\text{нз}}$, МПа	18	20	19	21
До давления насыщения	$P_{\text{нас}}$, МПа	8	9	8,5	9,5
За тот же промежуток времени средневзвешенное давление в законтурной водонапорной части пласта уменьшилось на величину	$\Delta P_{\text{л}}$, МПа	5	6	7	8
Объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении $P_{\text{пл}}$	$b_{\text{но}}$	1,02	1,019	1,018	1,017
Объемный коэффициент нефти при давлении насыщения $P_{\text{нас}}$	$b_{\text{н1}}$	1,026	1,027	1,028	1,029

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ

Под режимом работы газовой залежи или режимом работы пласта понимают проявление доминирующей формы пластовой энергии, вызывающей движение газа в пласте и обуславливающей приток газа к скважине в процессе разработки. При разработке газовых месторождений различают газовый и водонапорный режимы.

При газовом режиме отбор газа осуществляется за счет давления, создаваемого расширяющимся газом.

При водонапорном режиме основным источником пластовой энергии является напор краевых или подошвенных вод. Он подразделяется на упругий и жесткий.

Упругий режим связан с упругими силами воды и породы.

Жесткий режим связан с наличием активных пластовых вод и характеризуется тем, что при эксплуатации пластовые воды поступающие в газовую залежь, не только уменьшают объем пласта, занятого газом, но и полностью восстанавливают пластовое давление $P_{пл}$.

При газовом режиме Ω объем порового пространства занятого газом остается постоянным, т.е. $\Omega = const$.

На практике газовые месторождения в основном разрабатываются при газоводонапорном режиме (смешанном). В этом случае газ по пласту продвигается в результате его расширения и действия напора воды.

Главным условием продвижения воды в залежи является связь газовой части с водоносной.

Режим работы газовой залежи можно определить графическим методом, путем построения зависимости изменения P_T/Z_T (приведенного средневзвешенного пластового давления газовой залежи) от суммарного отбора газа Q_d во времени (рис. 5.1).

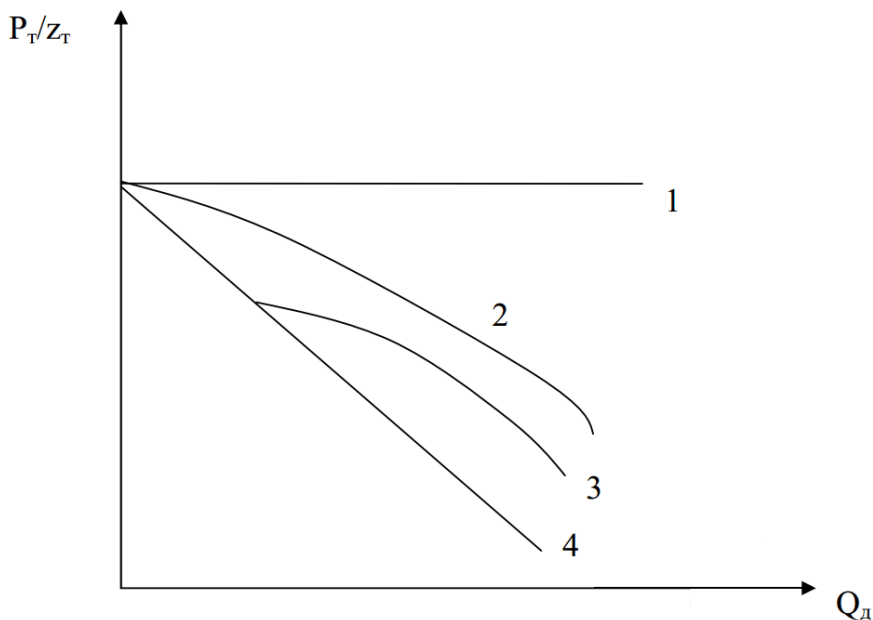


Рис. 5.1. Определение режима работы газовой залежи графическим методом

Линия 1 характерна для жесткого водонапорного режима. Она показывает, что добываемый газ полностью компенсирует в пласте, внедряющей водой, в связи с чем, в процессе эксплуатации залежи давление остается постоянным.

Линия 2 характерна для водонапорного режима.

Линия 3 характерна для случая, когда залежь сначала разрабатывается при газовом режиме, а затем на водонапорном.

Линия 4 характерна для газового режима [5].

При газовом режиме текущее средневзвешенное пластовое давление из уравнения материального баланса.

$$\frac{P_n}{Z_n} = \frac{P_T}{Z_T} + \frac{Q_o \cdot T_{nl} \cdot P_{cm}}{\Omega \cdot T_{cm}} = \frac{P_T}{Z_T} + \frac{Q_o}{\alpha}, \quad (5.1)$$

где P_n, P_T — начальное и текущее пластовое давление залежи; Z_n, Z_T — начальный и текущий коэффициент сверхсжимаемости; $P_n/Z_n, P_T/Z_T$

– начальное и текущее средневзвешенное пластовое давление залежи, соответственно; Q_d – количество отобранного газа из залежи; Ω – поровый объем пласта, занятый газом; $T_{пл}$, $T_{ст}$ – пластовая и стандартная температуры.

$$\alpha = \frac{\Omega T_{cm}}{T_{пл} P_{cm}}. \quad (5.2)$$

Из уравнения (5.1) выразим текущее средневзвешенное пластовое давление, тогда получим:

$$\frac{P_T}{Z_T} = \frac{P_H}{Z_H} - \frac{Q_d}{\alpha} \Rightarrow P_T^* = P_H^* - \frac{Q_d}{\alpha}. \quad (5.3)$$

Так как при газовом режиме $\Omega = \text{const}$, значит при газовом режиме коэффициент $\alpha = \text{const}$,

$$\alpha = \frac{Q_d}{P_H^* - P_T^*}. \quad (5.4)$$

Задача 5.1

Определить режим работы газовой залежи, если начальное пластовое давление равно P_0 , МПа. При отборе из месторождения Q_1 , млрд.м³ газа средневзвешенное пластовое давление снизилось до P_1 , МПа, при отборе Q_2 , млрд.м³ газа давление снизилось до P_2 , МПа, при отборе Q_3 , млрд.м³ – до P_3 , МПа, при отборе Q_4 , млрд.м³ – до P_4 , МПа, при отборе Q_5 , млрд.м³ – до P_5 , МПа. Относительная плотность газа по воздуху ρ , пластовая температура $T_{пл}$, °С.

Исходные данные для решения задачи представлены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Исходные данные для задачи 5.1

Параметры	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q_1	0,55	0,45	0,65	0,6	0,5	0,4	0,7	0,35	0,65	0,55
Q_2	1,35	1,25	1,45	1,4	1,3	1,2	1,5	1,15	1,55	1,1
Q_3	2,6	2,5	2,7	2,65	2,55	2,45	2,75	2,4	2,8	2,35
Q_4	3	2,9	3,1	3,05	2,95	2,85	3,15	2,8	3,2	2,75
Q_5	5	4,9	5,1	4,8	4,95	4,85	5,15	4,8	5,2	4,75
P_0	41	43	42	45	40	44	46	39	38	47
P_1	30	32	31	34	29	33	35	28	27	36
P_2	22	24	23	26	21	25	27	20	19	28
P_3	13	15	14	17	12	16	18	11	10	19
P_4	10	12	11	14	9	13	15	8	7	16
P_5	4	6	5	7	3	6	8	3	2	9
$\bar{\rho}$	0,5	0,7	0,8	0,75	0,9	0,65	0,8	0,85	0,6	0,8
$T_{пл}$	30	32	35	33	31	34	37	36	39	38

Задача 5.2

Определить режим работы газовой залежи, если абсолютное начальное пластовое давление равно P_0 , МПа, относительная плотность газа по воздуху $\bar{\rho}$, пластовая температура $T_{пл}$, °С. При отборе из залежи Q_1 , млрд.м³ газа средневзвешенное пластовое давление снизилось до P_1 , МПа, при отборе Q_2 , млрд.м³ газа давление снизилось до P_2 , МПа, при отборе Q_3 , млрд.м³ – до P_3 , МПа, при отборе Q_4 , млрд.м³ – до P_4 , МПа, при отборе Q_5 , млрд.м³ – до P_5 , МПа.

Исходные данные для решения задачи представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Исходные данные для задачи 5.2

Параметры	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q_1	0,4	0,35	0,45	0,47	0,42	0,38	0,44	0,39	0,43	0,46
Q_2	0,8	0,75	0,85	0,87	0,82	0,78	0,84	0,79	0,83	0,86
Q_3	1,3	1,25	1,35	1,37	1,32	1,28	1,34	1,29	1,33	1,36
Q_4	2	1,95	2,05	2,07	2,02	1,98	2,04	1,99	2,03	2,06
Q_5	2,2	2,15	2,25	2,27	2,22	2,18	2,24	2,19	2,23	2,26
P_0	8	8,1	7,8	8,4	7,9	8,2	8,5	8,35	8,25	8,6
P_1	6,8	6,9	6,6	7,2	6,7	7	7,3	7,15	7,05	7,4
P_2	6,2	6,3	6	6,6	6,1	6,4	6,7	6,55	6,45	6,8
P_3	5,2	5,3	5	5,6	5,1	5,4	5,7	5,55	5,45	5,8
P_4	3	3,1	2,8	3,4	2,9	3,2	3,5	3,35	3,25	3,6
P_5	2	2,1	1,98	2,4	1,9	2,2	2,5	2,35	2,25	2,6
$\bar{\rho}$	0,7	0,7	0,8	0,75	0,7	0,65	0,8	0,85	0,6	0,8
$T_{пл}$	55	54	56	53	57	52	49	50	51	55

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ГАЗА В ЗАЛЕЖИ. РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОГО ПЕРИОДА ДОБЫЧИ. КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА (КИГ)

В теории и практике разработки месторождений природных газов выделяют три периода - в **нарастающей, постоянной и падающей** добычи (рис. 6.1).

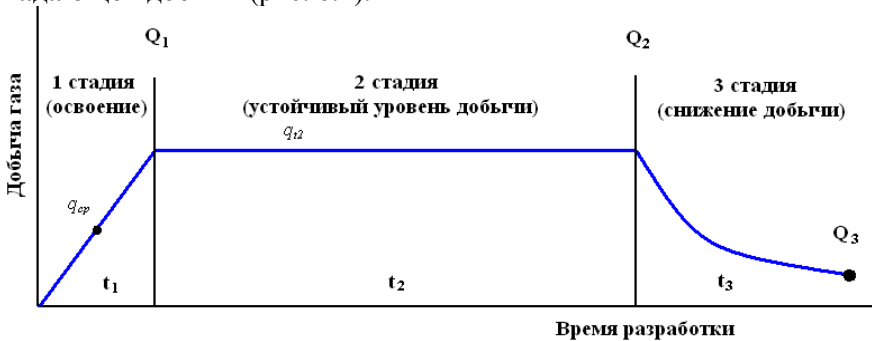


Рис. 6.1. Периоды разработки месторождений природных газов

1 – период нарастающей добычи (данный период характеризуется разбуриванием месторождения, обустройством промысла и выводом месторождения на постоянную добычу, продолжительность от 1 до 7 лет);

2 – период постоянной добычи (данный период продолжается до экономической нецелесообразности добуривания скважин и наращивания мощностей дожимных компрессорных станций, добываются основные запасы газа месторождения, порядка 60 % запасов и более);

3 – период падающей добычи (характеризуется постепенным снижением уровня годовой добычи, неизменным в случае газового режима числом эксплуатационных скважин или его сокращением вследствие обводнения при водонапорном режиме залежи) [5].

1. Расчет начальных запасов газа в залежи

Для того, чтобы определить начальные запасы газа в залежи, нужно прежде всего рассчитать начальное давление и температуру на приведенной глубине залежи, которая представляет собой горизонтальное сечение пласта, делящее массу газа, содержащегося

в этом пласте пополам. Именно давление соответствующее данной глубине, необходимо использовать в уравнениях материального баланса, поскольку это уровень, выше и ниже которого находятся равные количества газа.

Условные обозначения величин, входящих в расчетные формулы: $h_{ГВК}$ – глубина уровня газоводяного контакта (ГВК), м; Γ_r – геотермический градиент, °С; $t_{ср.п}$ – среднегодовая температура на поверхности, °С; $h_{пр}$ – приведенная глубина залежи, м; $V_{г.ч.з}$ – объем газонасыщенной части залежи, м³; $m_{от}$ – коэффициент открытой пористости, д.е.; S_b – насыщенность остаточной водой, д.е.; $P_{кон}$ – минимальное пластовое давление необходимое для доставки требуемого количества газа к пункту сбора, МПа; q_{t2} – суточный отбор по месторождению в период устойчивого уровня добычи (т.е. в период времени t_2), м³/сут; $q_{кон}$ – уровень минимальной суточной добычи, при котором разработка данного месторождения становится нерентабельной и будет закончена, м³/сут; C – величина отклонения от нормального гидростатического давления на уровне ГВК, составляет 115000 Па; $\rho_{н.в.}$ – плотность пластовой воды, кг/м³; $P_{атм}$ – атмосферное давление (101325 Па).

Рассчитаем давление на уровне ГВК по следующей формуле:

$$P_{ГВК} = \rho_{н.в.} \cdot g \cdot h_{звк} + P_{атм} + C. \quad (6.1)$$

Температура на уровне ГВК, при геотермическом градиенте Γ_r , среднегодовой температуре на поверхности $t_{ср.п}$, равна:

$$T_{ГВК} = \frac{\Gamma_r \cdot h_{звк}}{100} + t_{ср.п}. \quad (6.2)$$

Теперь необходимо рассчитать давление газа на приведенной глубине залежи, но для этого нужно знать плотность газа при давлении и температуре на глубине ГВК, а для этого прежде необходимо определить плотность газа при нормальных физических условиях, относительную плотность, критические и приведенные параметры и коэффициент сжимаемости газа для компонентного состава газа, представленного в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Основные параметры компонентов природного газа

Химическая формула	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂
Плотность реального газа, кг/м ³	0,717	1,355	2,009	2,709	3,506	1,977	1,25
Критическое давление, МПа	4,6	4,88	4,25	3,78	3,36	7,39	3,39
Критическая температура, К	190,5	305,8	369,8	425,1	469,7	304,2	126,2

Плотность газовой смеси при нормальных физических условиях:

$$\rho_{см} = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i y_i}{100} = \frac{y_1 \rho_1 + y_2 \rho_2 + \dots + y_n \rho_n}{100}, \quad (6.3)$$

где ρ_i – плотность i -компонента газовой смеси, кг/м³; y_i – объемный процент i -компонента газовой смеси, %.

Относительная плотность газовой смеси по воздуху:

$$\bar{\rho}_{см} = \frac{\rho_{см}}{\rho_{воз}} = \frac{\rho_{см}}{1,293}. \quad (6.4)$$

Критическое давление газовой смеси:

$$P_{кр} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{кри} y_i}{100} = \frac{P_{кр1} \cdot y_1 + P_{кр2} \cdot y_2 + \dots + P_{крn} \cdot y_n}{100}. \quad (6.5)$$

Критическая температура газовой смеси:

$$T_{кр} = \frac{\sum_{i=1}^n T_{кри} y_i}{100} = \frac{T_{кр1} \cdot y_1 + T_{кр2} \cdot y_2 + \dots + T_{крn} \cdot y_n}{100}. \quad (6.6)$$

Приведенные параметры (давление и температура):

$$T_{пр.см} = \frac{T}{T_{кр}}, \quad P_{пр.см} = \frac{P}{P_{кр}}. \quad (6.7)$$

Затем определяют коэффициент сверхсжимаемости газа по графику Брауна – Катца, представленного на рис. 6.2.

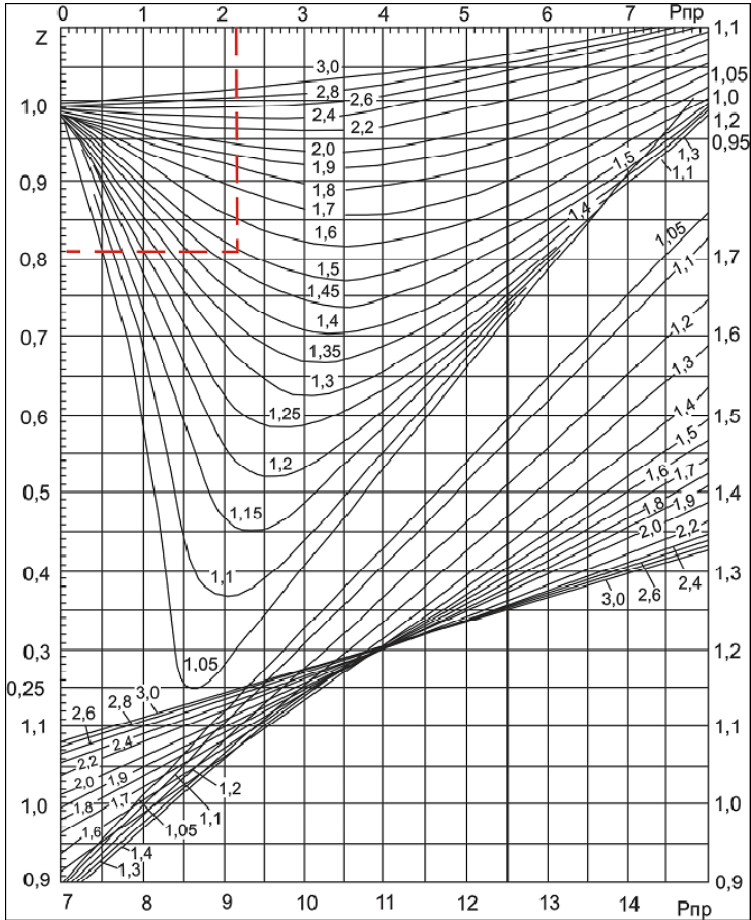


Рис. 6.2. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z природного газа от приведенных параметров – давления и температуры

Плотность газа на уровне ГВК вычисляют по следующей формуле:

$$\rho_{см(P,T)} = 2,694 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{см} \cdot \frac{P_{ГВК}}{Z \cdot T_{ГВК}}. \quad (6.8)$$

Давление газа на приведенной глубине залежи:

$$P_{ПП} = P_{ГВК} - (\rho_{см(P,T)} \cdot g \cdot (h_{звк} - h_{np})). \quad (6.9)$$

Температура на приведенной глубине:

$$T_{ПП} = \frac{\Gamma_z \cdot h_{np}}{100} + t_{ср.п}. \quad (6.10)$$

Далее определяем приведенные параметры (давление и температура) на приведенной глубине и коэффициент сверхсжимаемости газа.

Вычисляем коэффициент расширения газа на приведенной глубине:

$$E = 0,002892 \cdot \frac{P_{ПП}}{Z \cdot T_{ПП}}. \quad (6.11)$$

Коэффициент расширения газа E – это безразмерный параметр, показывающий во сколько раз объем газа при стандартных условиях $V_{см}$ ($P_{атм}=101325$ Па и $T_{см}=293$ К) больше объема, который занимает этот газ в пластовых условиях $V_{пл}$.

Начальные запасы газа в залежи:

$$V_{2.3.2} = V_{2.4.3} \cdot m_{от} \cdot (1 - S_g) \cdot E_{н.д}, \quad (6.12)$$

где $E_{н.д}$ – коэффициент расширения газа при начальном давлении и температуре на приведенной глубине залежи, которая соответствует горизонтальному сечению пласта, делящему массу газа, содержащегося в этом пласте, пополам; $V_{2.3.2}$ – запасы газа в залежи,

приведенные к стандартным условиям на поверхности Земли, м³;
 $V_{2.4.3}$ – объем газонасыщенной части залежи, м³; $m_{от}$ – коэффициент
открытой пористости, доли единиц; S_6 – коэффициент
остаточной водонасыщенности, доли единиц..

2. Расчет устойчивого периода добычи

Весь период разработки можно разделить на три стадии – освоение месторождения, устойчивый уровень добычи и снижение добычи.

Прежде всего, нужно рассчитать накопленную добычу $Q_1 + Q_2$ за период времени t_1 и t_2 , на момент снижения пластового давления до $P_{кон}$, когда поддерживать устойчивый уровень добычи станет невозможно.

Для давления $P_{кон}$ и соответствующего ему коэффициента сжимаемости $Z_{кон}$, по уравнению материального баланса для залежи, работающей в условиях газового режима, суммарная накопленная добыча за период освоения и устойчивого уровня добычи ($Q_1 + Q_2$), на момент окончания времени t_2 , составит:

$$Q_1 + Q_2 = V_{2.3.2} \cdot \left(1 - \frac{P_{кон} Z_{нач}}{Z_{кон} P_{нач}} \right). \quad (6.13)$$

Накопленная добыча Q_1 за два года освоения, приблизительно составит:

$$Q_1 = q_{cp} \cdot 2 \cdot 365, \quad (6.14)$$

где $q_{cp} = q_{12}/2$, среднесуточный отбор за два года освоения месторождения (в период времени t_1), а q_{12} суточный отбор в период устойчивого уровня добычи (в период времени t_2).

Таким образом, накопленная добыча в период устойчивого уровня добычи q_{12} , составит:

$$Q_2 = (Q_2 + Q_1) - Q_1. \quad (6.15)$$

Период, в течение которого можно поддерживать этот уровень:

$$t_2 = \frac{Q_2}{q_{12} \cdot 365}. \quad (6.16)$$

3. Расчет накопленной добычи газа на момент прекращения разработки, конечного коэффициента извлечения газа и продолжительности всего периода разработки

В период экспоненциального снижения добычи можно в любой момент определить отбор по формуле:

$$q = q_{12} \cdot e^{-bt}, \quad (6.17)$$

где q_{12} – отбор в момент начала третьего периода, когда $t_3 = 0$; b – экспоненциальный показатель ежегодного уменьшения отбора, равный 0,2 (20 %).

Из условия задачи, известно, что разработка закончится, когда суточная добыча снизится до $q_{\text{кон}}$. Таким образом, продолжительность последней стадии разработки можно рассчитать из следующего уравнения:

$$t_3 = \frac{1}{b} \ln \frac{q_{12}}{q_{\text{кон}}}. \quad (6.18)$$

Накопленная добыча газа за период времени t_3 , составит:

$$Q_3 = \frac{q_{12} \cdot 365}{b} \cdot (1 - e^{-bt_3}). \quad (6.19)$$

Таким образом, общая накопленная добыча на момент прекращения разработки составит:

$$V_{\text{изг}} = Q_1 + Q_2 + Q_3. \quad (6.20)$$

Конечный коэффициент извлечения газа (КИГ) равен:

$$\text{КИГ} = \frac{V_{\text{изг}}}{V_{2.3.2}}, \quad (6.21)$$

где $V_{2.3.2}$ – геологические запасы газа, находящиеся в недрах Земли, приведенные к поверхностным условиям; $V_{\text{изг}}$ – объем извлекаемых запасов газа.

КИГ будет достигнут за суммарный период разработки:

$$T = t_1 + t_2 + t_3. \quad (6.22)$$

Задача 6.1

1. Подсчитать начальные запасы газовой залежи, если известно, что плотность пластовой воды 1020 кг/м^3 , величина отклонения от нормального гидростатического давления на уровне ГВК, составляет 115000 Па .

2. Рассчитать в течение, какого периода будет поддерживаться устойчивый уровень добычи, если известно, что водоносная область невелика, и можно применить уравнение материального баланса для залежи, работающей в условиях газового режима. Также есть условия, что в первые два года разработки месторождения, отбор должен увеличиться от нуля до q_{t2} . Известно минимальное пластовое давление $P_{\text{кон}}$ необходимое для доставки требуемого количества газа к пункту сбора.

3. После того как поддерживать устойчивый уровень добычи станет невозможным, расход газа будет уменьшаться экспоненциально, на 20% каждый год, до уровня минимальной суточной добычи $q_{\text{кон}}$, при котором разработка данного месторождения становится нерентабельной и будет закончена. Рассчитать накопленную добычу на момент прекращения разработки, конечный коэффициент извлечения газа, и какова будет продолжительность всего периода разработки залежи.

Исходные данные для решения по вариантам представлены в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Исходные данные для решения задачи 6.1 по вариантам

Вар.	$h_{\text{ГВВ}},$ М	$\Gamma_{\text{Г}},$ °С	$t_{\text{ср.Г}},$ °С	Компонентный состав газа, % объемные							$h_{\text{пр}},$ М	$V_{\text{Г,ч.з.}},$ М ³	$m_{\text{от}},$ де.	$S_{\text{вс}},$ де.	$P_{\text{конт}},$ МПа	$q_{\text{конт}},$ М ³ /сут	$q_{\text{д}},$ М ³ /сут
				СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂	СО ₂	N ₂							
1	1545	3	-7	94,4	1,2	0,35	0,2	0,01	1	2,84	1505	47·10 ⁹	0,16	0,1	6,5	31·10 ⁶	137·10 ⁶
2	1500	2,8	-6	96,39	1,36	0,84	0,39	0,25	0,56	0,21	1460	24·10 ⁹	0,18	0,15	7	7·10 ⁶	82·10 ⁶
3	1640	2,9	-3	89,75	5,03	1,39	0,38	2,78	0,42	0,25	1600	37·10 ⁹	0,2	0,2	6,8	16·10 ⁶	118·10 ⁶
4	1250	2,8	0	98,8	0,07	0,01	0,004	0,01	0,13	0,976	1210	125·10 ⁹	0,17	0,11	7	60·10 ⁶	457·10 ⁶
5	1350	2,9	2	96,44	1,44	0,17	0,14	0,06	0,18	1,61	1310	204·10 ⁹	0,19	0,16	7,3	20·10 ⁶	690·10 ⁶
6	1305	2,7	-4	99,05	0,06	0,01	0	0	0,08	0,8	1265	395·10 ⁹	0,21	0,14	7,1	80·10 ⁶	1600·10 ⁶
7	1475	2,8	-9	98,2	0,04	0,006	0,001	0,1	0,3	1,353	1435	27·10 ⁹	0,22	0,19	6,9	9·10 ⁶	88·10 ⁶
8	1564	2,9	1	95,1	1,1	0,3	0,07	0,03	0,4	3	1524	43·10 ⁹	0,17	0,13	7,2	20·10 ⁶	125·10 ⁶
9	1436	2,7	-4	96,37	0,22	0,03	0,01	0	0,49	2,88	1396	56·10 ⁹	0,16	0,17	6,9	20·10 ⁶	160·10 ⁶
10	1587	3	3	98,68	0,06	0,003	0,01	0	0,39	0,86	1547	34·10 ⁹	0,18	0,12	7	24·10 ⁶	115·10 ⁶

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПО МЕТОДУ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Основные понятия и определения

В соответствии с классификацией запасов месторождений нефти и газов они подразделяются на две группы.

К I группе относятся месторождения простого геологического строения, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу.

Ко II группе относятся месторождения сложного геологического строения, характеризующиеся невыдержанностью толщины и коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов).

Все разведанные запасы нефти, горючих газов, конденсата, а также содержащихся в них сопутствующих компонентов, которые служат или могут служить сырьевой базой для действующих, реконструируемых и проектируемых предприятий, подлежат обязательной проверке и утверждению Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых.

Запасы нефти, горючих газов и сопутствующих компонентов по их народнохозяйственному значению разделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету:

Балансовые запасы – это запасы, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна. В балансовых запасах нефти, растворенного в ней газа, а также конденсата в свободном газе выделяются и учитываются извлекаемые запасы, то есть запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной техники и технологии.

Забалансовые запасы – это запасы, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем.

В балансовых запасах газа, а также конденсата в свободном газе выделяются и учитываются извлекаемые запасы, т. е. запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной техники и технологии добычи.

Запасы газа и газового конденсата подсчитываются на структурных планах, составленных в зависимости от размера месторождения, в масштабе, обеспечивающем необходимую точность замера площадей (1:5000 – 1:50000). Границы подсчета запасов по месторождению, отдельным залежам и тектоническим блокам принимаются по данным разведки и должны быть увязаны с геологическими особенностями месторождения.

Подсчет и учет запасов газа, газового конденсата и содержащихся в них сопутствующих компонентов должны производиться отдельно для каждой изолированной залежи. Запасы конденсата подсчитываются в тысячах тонн. Запасы природных газов подсчитываются в миллионах, а гелия – в тысячах кубических метров, приведенных к стандартным условиям (760 мм. рт. ст. или 0,101325 МПа и 20°C).

Подсчет запасов газа и конденсата месторождений (залежей) природных газов можно производить объемным методом и методами, основанными на принципе материального баланса (по методу падения давления). При этом метод падения пластового давления является дополнительным, используемым для оперативной оценки дренируемых запасов в ходе анализа разработки залежи. Комплексное применение объемного метода и метода падения давления позволяет повысить точность определения запасов залежи (месторождения).

Подсчет запасов газа газовых залежей производится объемным методом, а при наличии фактических полноценных геолого - промысловых данных - и по методу падения давления. По методу падения давления подсчет запасов производится по залежам, в которых доказано отсутствие запасов нефти промышленного значения и резко выраженного водонапорного режима, определено изменение приведенного пластового давления от суммарного отбора газа из залежи во времени, установлено снижение средневзвешенного пластового давления и оценено количество пластовой воды, поступившей в залежь за период эксплуатации.

Забалансовые запасы газа, конденсата подсчитываются по степени их изученности с объяснением причин отнесения их к забалансовым.

При подсчете запасов газа методом падения давления должны быть установлены:

- а) размеры и форма залежи;
- б) тектонические особенности и литологический состав продуктивного пласта, и изолированность отдельных частей (блоков) залежи;
- в) начальное и текущие высотные положения газоводяного контакта;
- г) характеристика газогидродинамической связи залежей месторождения;
- д) начальное статическое и пластовое давление, и пластовая температура, а также изменение приведенного пластового давления по скважинам и средневзвешенного по залежи во времени;
- е) отбор газа и конденсата по скважинам и по залежи в целом;
- ж) графическая зависимость средневзвешенного приведенного пластового давления газа от отбора его по залежи;
- з) степень дренируемости скважинами объема газовой залежи;
- и) при наличии конденсата – содержание его в газе, состав и коэффициент извлечения его при текущем пластовом давлении;
- к) газогидродинамические условия и режим работы залежи и отдельных ее частей;
- л) дата начала вторжения пластовой воды и количество ее, поступившее в пласт за период эксплуатации, рассчитанное различными методами;
- м) перетоки и потери газа.

Методика определения дренируемых запасов газа газовой залежи по методу падения пластового давления
Краткая теория вопроса

Предложенная ниже методика подсчета запасов газа по методу падения пластового давления применима для залежей, относящихся к I группе месторождений простого геологического строения, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщины и коллекторских свойств по площади и разрезу.

При подсчете запасов газа по методу падения пластового давления для залежей, относящихся ко II группе, можно предложить некоторые модификации метода падения давления (метод удельных объемов дренажа, метод средневесовой плоскости и т.п.).

Обработка промысловых данных (средние пластовые давления и соответствующие добытые количества газа на различные моменты при уверенности, что режим залежи газовый) по уравнению материального баланса с использованием метода наименьших квадратов позволяет вычислить газонасыщенный объем порового пространства $\tilde{\alpha}\Omega_n$, а затем и запасы газа. Однако для более обоснованного определения запасов газа по падению среднего пластового давления промысловые данные подвергают графической обработке. Это позволяет исключить из рассмотрения (после соответствующего анализа) дефектные точки или установить причины различных аномалий, отклонений. Графический метод обработки промысловых данных позволяет с большей наглядностью определить режим залежи, момент начала активного продвижения воды.

Для промышленной оценки запасов месторождений или отдельных залежей газов определяющее значение имеют: форма и площадь, а также толщина, коллекторские свойства, газонасыщенность и эксплуатационная характеристика продуктивных пластов (горизонтов).

Толщины продуктивных горизонтов или отдельных пластов-коллекторов весьма разнообразны и колеблются от нескольких сантиметров до десятков, а иногда и сотен метров.

Различают общую толщину продуктивного пласта, включающую от кровли до подошвы все прослой проницаемых и непроницаемых пород; эффективную (полезную), состоящую из

суммы толщин проницаемых пластов-коллекторов, и газонасыщенную толщину пластов-коллекторов, включающую только те прослои пород, которые содержат нефть или газ.

Пористость в зависимости от сообщаемости пор и их насыщенности нефтью или газом разделяется на общую, открытую и эффективную. При подсчете запасов принимается открытая пористость.

Пластовое давление – это давление пластового флюида, насыщающего поровое пространство горной породы.

Приведенное пластовое давление – это пластовое давление, приведенное к единой плоскости (начальное положение ГВК, середина этажа газоносности).

Средневзвешенное пластовое давление – это среднее пластовое давление, взвешенное по газонасыщенному поровому объему и определяемое по формуле:

$$\tilde{P} = \frac{1}{\tilde{\alpha}\Omega_n} \int_{\Omega} p \tilde{\alpha} d\Omega. \quad (7.1)$$

Представим уравнение материального баланса для залежи в случае газового режима в виде:

$$\frac{\tilde{P}(t)}{z[\tilde{P}(t)]} = \frac{P_n}{z_n} - \frac{P_{cm}}{\tilde{\alpha}\Omega_n z_{cm}} \frac{T_{nl}}{T_{cm}} Q_{доб}^{cm}(t), \quad (7.2)$$

где P_n , $\tilde{P}(t)$, P_{cm} – начальное, текущее средневзвешенное по объему порового пространства пластовое давление и давление стандартных условий (0,101325 МПа), МПа; T_{nl} , T_{cm} – пластовая температура и температура стандартных условий (293,15 К), К; $z[\tilde{P}(t)]$, z_n , z_{cm} – коэффициент сверхсжимаемости для текущего, начального давления и давления стандартных условий; $Q_{доб}^{cm}(t)$ – объем добытого газа на момент времени t , приведенный к

стандартным условиям, млн. м³; $\tilde{\alpha}\Omega_n$ – газонасыщенный объем порового пространства, млн. м³.

Будем откладывать по оси абсцисс отобранные объемы газа $Q_{дооб}^{cm}(t)$, по оси ординат - $\frac{\tilde{P}}{z(\tilde{P})}$ на разные моменты времени. Из

уравнения (7.2) следует, что зависимость $\frac{\tilde{P}}{z(\tilde{P})} = f[Q_{дооб}^{cm}(t)]$

представляет собой функцию линейную вида

$$\frac{\tilde{P}}{z(\tilde{P})} = b + a Q_{дооб}^{cm}(t), \quad (7.3)$$

где

$$b = \frac{P_n}{z_n}, \quad (7.4)$$

$$a = -\frac{P_{cm}}{\tilde{\alpha}\Omega_n z_{cm}} \frac{T_{nl}}{T_{cm}}. \quad (7.5)$$

Коэффициенты а и b найдем методом наименьших квадратов:

$$a = \frac{N \sum_{i=1}^N (x_i y_i) - \sum_{i=1}^N x_i \sum_{i=1}^N y_i}{N \sum_{i=1}^N x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^N x_i \right)^2}, \quad (7.6)$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^N x_i^2 \sum_{i=1}^N y_i - \sum_{i=1}^N x_i \sum_{i=1}^N x_i y_i}{N \sum_{i=1}^N x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^N x_i \right)^2}, \quad (7.7)$$

$$y_i = \frac{\tilde{P}(t_i)}{z(\tilde{P}(t_i))}, \quad (7.8)$$

$$x_i = Q_{\text{доб}}^{cm}(t_i). \quad (7.9)$$

$$\eta_{\text{кон.газ}} = \frac{Q_{\text{извл}}}{Q_{\text{зан}}^{\beta}}. \quad (7.10)$$

$$\eta_{\text{кон.газ}} = 1 - \frac{P_{\kappa} z_H}{Z_{\kappa} P_H}, \quad (7.10^*)$$

$$P_{\text{кон}} = 0,3448 + 1,131 \cdot H, \quad (7.11)$$

где H – глубина залежи, км; $H = \frac{P_H}{\rho_6 g \cdot 10^3}$ – при соответствии

начального пластового давления гидростатическому закону; $\eta_{\text{кон.газ}}$ – коэффициент конечной газоотдачи; $Q_{\text{извл}}$ – извлекаемые запасы пластового газа, млн. м³; $Q_{\text{зан}}^{\beta}$ – балансовые запасы пластового газа, млн. м³; $P_{\text{кон}}$ – пластовое давление к концу разработки – давление «забрасывания», МПа; ρ_6 – плотность воды (10³ кг/м³); g – ускорение свободного падения (9,81 Н/кг, или м/с²); $\tilde{P}(t_i)$ – пластовое давление на i -й момент времени, МПа; $Q_{\text{доб}}^{cm}(t_i)$ – накопленная добыча газа на i -й момент времени, млн. м³; N – количество интервалов времени; i – номер момента времени.

Расчет коэффициента сверхсжимаемости производится либо аналитически (формула В.В. Платонова – Г.Р. Гуревича (7.12), по уравнению состояния реального газа и т.п.), либо графически (по графикам Стендинга и Катца), по данному составу газа и определенным давлению и температуре.

$$z = (0,41 \lg(T_{np}) + 0,73)^{P_{np}} + 0,1 \cdot P_{np}, \quad (7.12)$$

$$T_{np} = \frac{T}{T_{n.kp.}}, \quad (7.13)$$

$$P_{np} = \frac{P}{P_{n.kp.}}, \quad (7.14)$$

$$T_{n.kp.} = \sum_{i=1}^M T_{kp_i} \cdot \eta_i, \quad (7.15)$$

$$P_{n.kp.} = \sum_{i=1}^M P_{kp_i} \cdot \eta_i, \quad (7.16)$$

где T_{kp_i} , P_{kp_i} – критические температура и давление i – го компонента смеси газов; $T_{n.kp_i}$, $P_{n.kp_i}$ – псевдокритические температура и давление смеси газов; T_{np_i} , P_{np_i} – приведенные температура и давление смеси газов; M – количество компонентов в смеси; i – номер компонента; η_i – мольная доля компонента смеси.

По полученным значениям коэффициентов с использованием уравнения (7.2) определяем балансовые ($\tilde{P} \approx P_{ст.у} = 0,1 \text{ МПа}$) и извлекаемые запасы ($\tilde{P} = P_{кон}$), а затем коэффициент конечной газоотдачи.

Необходимо отметить, что пластовое давление не равно устьевому давлению и вышеуказанное равенство принято нами с целью упрощения расчетов. При проведении точных расчетов балансовых запасов необходимо рассчитать пластовое давление, соответствующее устьевому давлению в 1 атм. Расчеты производятся по нижеприведенным формулам:

$$P_{пл}^2 = P_y^2 e^{2S_0}, \quad (7.17)$$

$$S_0 = 0,03415 \frac{\bar{\rho}L}{z_{cp} T_{cp}}, \quad (7.18)$$

$$T_{cp} = \frac{T_{пл} - T_y}{\ln T_{пл} / T_y}, \quad (7.19)$$

$$\bar{\rho} = \rho_{cm} / 1,205, \quad (7.20)$$

где T_{cp} – средняя по стволу скважины температура, К; T_y , $T_{пл}$ – устьевая и пластовая температура соответственно, К; ρ_{cm} – плотность газа в стандартных условиях, кг/м³; $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа по воздуху; z_{cp} – коэффициент сверхсжимаемости, рассчитанный для средних по стволу скважины давления и температуры; L – глубина скважины, м.

Расчет пластового давления осуществляется с помощью последовательного приближения (итерационно).

Кроме того, по полученным коэффициентам определяют начальное пластовое давление и газонасыщенный поровый объем. При подсчете запасов газа по методу падению пластового давления необходимо учитывать, что значение пластового давления и точность его определения очень сильно сказывается на достоверности запасов. Следует помнить, что применяемые на практике манометры градуированы на технические (1 ат=0,0980665 МПа) атмосферы и показывают избыточное давление. Необходимо также учитывать класс точности манометра и способ определения средневзвешенного по объему порового пространства пластового давления (измерение статического устьевого или забойного давления, расчет давления в газовой залежи по напору законтурных вод, вычисление пластового давления по данным испытания скважин по методу противодавления).

Задача 7.1. Определить по данным эксплуатации газовой залежи начальные дренируемые запасы газа, начальное пластовое давление, балансовые и извлекаемые запасы, коэффициент газоотдачи и начальный газонасыщенный поровый объем. Исходные данные приведены в таблицах 7.1 – 7.3.

Таблица 7.1

Динамика накопленной добычи и средневзвешенного пластового давления

№ замера	$Q_{доб}^{ст}$, млн. м ³	\tilde{P} , МПа
1	548,3	22,42
2	1118,5	21,79
3	1638,9	21,65
4	2318,1	21,01
5	2751,4	20,91
6	3310,6	20,09
7	3871,8	20,03
8	4407,7	19,27
9	5305,1	18,47
10	5772,4	18,29

Таблица 7.2

Множители к расчету накопленной добычи и средневзвешенного пластового давления по вариантам, глубина залежи

Вариант	$\times Q_{доб}^{ст}$	$T_{пл}$, К	Вариант	$\times \tilde{P}$	Глубина залежи, м
А	1,20	T=325	1	1,20	1650
Б	1,10		2	1,10	1530
В	1,05		3	1,05	1460
Г	0,95	T=305	4	0,95	1405
Д	0,85		5	0,9	1300
Е	0,80		6	0,85	1275

Таблица 7.3

Состав пластового газа

Компонент	Мольная доля, η_i			$P_{кр}$, МПа	$T_{кр}$, К
	Вариант I	Вариант II	Вариант III		
CH ₄	0,97	0,95	0,92	4,604	190,55
C ₂ H ₆	0,01	0,015	0,015	4,880	305,43
C ₃ H ₈	0,005	0,01	0,01	4,249	369,82
n C ₄ H ₁₀	0,004	0,005	0,015	3,796	425,16
i C ₄ H ₁₀	0,001	0,004	0,007	3,647	408,13
n C ₅ H ₁₂	0,01	0,016	0,033	3,369	469,65

Порядок расчета

1. Рассчитываем псевдокритические параметры смеси по формулам (7.15) – (7.16). Результаты расчета заносим в таблицу 7.4.

Таблица 7.4

Результаты расчета псевдокритических параметров смеси

Компонент	Мольная доля, η_i	$P_{кр}$	$T_{кр}$	$\eta_i \cdot P_{кр}$	$\eta_i \cdot T_{кр}$
CH ₄					
C ₂ H ₆					
C ₃ H ₈					
nC ₄ H ₁₀					
iC ₄ H ₁₀					
n C ₅ H ₁₂					
Сумма					

2. Рассчитываем приведенное пластовое давление $\frac{\tilde{P}}{z(\tilde{P})}$, используя рисунок 6.2 или формулы (7.12) – (7.14). Результаты расчета заносят в нижеприведенную таблицу. Строим графическую зависимость $\frac{\tilde{P}}{z(\tilde{P})}$ от $Q_{доб}^{cm}(t)$. Проводим аппроксимирующую прямую, определяем приведенное пластовое давление на начало разработки $\frac{P_n}{z_n}$, балансовые и извлекаемые запасы.

Таблица 7.5

Результаты расчета приведенного пластового давления

№ замера	P	P _{пр}	T _{пр}	z	P/z	Q ^{ср} _{доб}
1						
N						

3. Рассчитываем коэффициенты a и b линейной зависимости (7.3) по формулам (7.4) – (7.9). Результаты расчета заносим в таблицу 7.6.

Таблица 3

Результаты промежуточных расчетов произведений и сумм

№ замера	X_i	Y_i	X_i^2	$X_i Y_i$
1				
N				
Сумма				

4. Строим графические зависимости z от \tilde{P} , \tilde{P} от $\frac{\tilde{P}}{z(\tilde{P})}$.

5. Определяем начальное пластовое давление P_n , используя графическую зависимость \tilde{P} от $\frac{\tilde{P}}{z(\tilde{P})}$.

6. Рассчитываем газонасыщенный поровый объем $\tilde{\alpha}\Omega_n$ из формулы (7.5)

7. Рассчитываем пластовое давление к концу разработки по формуле (7.11).

8. Определяем коэффициент конечной газоотдачи $\eta_{кон.газ}$ по формулам (7.10).

8. СБОР И ЗАМЕРЫ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ГРУППОВОЙ ЗАМЕРНОЙ УСТАНОВКЕ

Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) предназначена для автоматического учета количества жидкости и газа, добываемых из нефтяных скважин с последующим определением дебита скважины. Установка позволяет осуществлять контроль над работой скважин по наличию подачи жидкости и газа и обеспечивает передачу этой информации, а также информацию об аварии на диспетчерский пункт.

Областью применения установок является нефтегазодобывающие предприятия, имеющие скважины с дебитом до $400 \text{ м}^3/\text{сут}$ и содержанием газа в жидкости при нормальных условиях до $160 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Оборудование групповой установки рассчитывается на подключение и сбор продукции с 8-12, а иногда и более скважин. Продукция, поступающая со скважины, замеряется периодически для каждой скважины.

Схема измерения дебита скважины на групповой установке показана на рисунке 8.1.

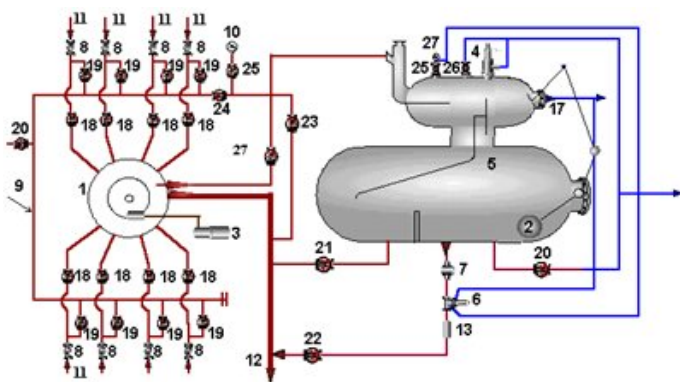


Рис. 8.1. Принципиальная схема автоматизированной групповой замерной установки:

- 1 – ПСМ (переключатель скважин многоходовой); 2 – поплавковый уровнемер;
 3 – электродвигатель гидропривода; 4 – СППК (сбросной пружинный предохранительный клапан); 5 – сепаратор; 6 – регулятор расхода; 7 – турбинный объемный расходомер (ТОР); 8 – обратный клапан; 9 – байпасная линия;
 10 – манометр; 11 – сборные коллектора; 12 – общий трубопровод; 17 – газовая заслонка; 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27 – задвижки.

Продукция скважин по сборным коллекторам (11), через обратные клапана (8) и линии задвижек (18) поступает в переключатель (1) ПСМ (переключатель скважин многоходовой). При помощи переключателя ПСМ продукция одной из скважин направляется через задвижку (27) в сепаратор (5), а продукция остальных скважин направляется в общий трубопровод (12).

В сепараторе происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ при открытой заслонке (17), поступает в общий трубопровод, а жидкость накапливается в нижней емкости сепаратора. При содержании газа в жидкости при нормальных условиях более $160 \text{ м}^3/\text{м}^3$ должна применяться заслонка дисковая, которая поставляется по особому заказу.

С помощью регулятора расхода (6) и заслонки (17), соединенной с поплавковым уровнемером (2), обеспечивается циклическое прохождение накопившейся жидкости через турбинный счетчик жидкости ТОР с постоянными скоростями, что

обеспечивает измерение дебита скважин в широком диапазоне с малыми погрешностями. Регулятор расхода РР соединен двумя импульсными трубками с сосудом и линией после заслонки (17). При перепаде давления РР обеспечивает выход жидкости из сосуда (5) через счетчик ТОР в общий трубопровод. Из общего трубопровода жидкость движется на ДНС или УПСВ. Для предотвращения превышения давления в сосуде (5) на нем установлен предохранительный клапан СППК (4). СППК срабатывает при давлении в сосуде выше допустимого и жидкость из сосуда (5) поступает в дренажную линию. Он тарируется не реже чем 1 раз в год (давление тарировки $P_{\text{тар}} = P_{\text{раб.сосуда}} \cdot 1 \sim 1.25$).

Счетчик ТОР выдает на блок управления и индикации (БУИ) или пункт контроля и управления импульсы, которые регистрируются электромагнитными счетчиками. Счетчик имеет шкалу и механический интегратор, где суммируется результат измерения.

Управление переключателем скважин осуществляется БУИ по установленной программе или по системе телемеханики, через КП. При срабатывании реле включается электродвигатель гидропривода (3) и в системе гидравлического управления ГП повышается давление. Привод переключателя ПСМ, под воздействием давления гидропривода ГП, перемещает поворотный патрубок переключателя и на замер подключается следующая скважина.

Длительность измерения определяется установкой реле времени в режиме местной автоматики. Время измерения определяется руководством промысла в зависимости от дебита скважин, способов добычи, состояния разработки месторождения и др. Если ЗУ оборудованы системой телемеханики, время замеров выставляется с диспетчерского пульта промысла.

Замерные установки оборудованы электрическим освещением, обогревателями и принудительной вентиляцией. Помещение БУИ или ПКУ имеет естественную вентиляцию и электрические обогреватели.

Все оборудование смонтировано на металлическом основании. На основании, по периметру рамы, крепятся панели укрытия. Внутренняя полость панелей заполняется теплоизоляционным материалом и обшивается металлическими листами.

Установки изготавливаются следующих базовых модификаций:

- Спутник АМ 40-8-400;
- Спутник АМ 40-10-400;
- Спутник АМ 40-14-400;
- Спутник АМ 40-8-1500;
- Спутник АМ 40-10-1500;
- Спутник Б 40-8-500;
- Спутник Б 40-10-500;
- Спутник Б 40-14-500.

Установки «Спутник Б40-14-400» дополнительно снабжены насосом-дозатором и емкостью для химических реагентов. Установки дополнительно могут при наличии счетчика газа АГАТ-1 измерять количество отсепарированного газа, а при наличии влагомера определять содержание воды в жидкости, добываемой из скважин.

Рассмотрим маркировку АГЗУ на примере установки «Спутник АМ 40-8-400»:

40 – максимальное рабочее давление, в кгс/см².

8 – количество подключаемых скважин.

400 – максимальный измеряемый дебит скважины по жидкости в м³/сут.

Задача 8.1

По трубопроводу с внутренним диаметром $D = 156$ мм перекачивается нефть плотностью $\rho_n = 900$ кг/м³. Требуется определить расход Q и среднюю линейную скорость v , если массовый расход составляет $G = 50000$ кг/час.

Задача 8.2

Определить потери давления в трубопроводе диаметром 150 мм, длиной 2500 м, по которому движется нефть плотностью 800 кг/м^3 и кинематической вязкостью $5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$. Нефть течет на подъем с разностью отметок +10 м, объемный расход нефти составляет $0,011 \text{ м}^3/\text{с}$.

Задача 8.3

Определить пропускную способность нефтепровода, если перепад давления, затрачиваемый на преодоление гидравлических сопротивлений, равен 0,981 МПа, разность геометрических отметок составляет +20 м, длина трубопровода 1 км, диаметр трубопровода 100 мм, плотность движущейся по трубопроводу нефти 800 кг/м^3 , абсолютная вязкость 20 мПа·с.

Указание. Решение задачи производится с использованием метода последовательных приближений.

1. Задаемся различными значениями расхода ($0,001 \text{ м}^3/\text{с}$; $0,003 \text{ м}^3/\text{с}$; $0,008 \text{ м}^3/\text{с}$; $0,012 \text{ м}^3/\text{с}$; $0,02 \text{ м}^3/\text{с}$; $0,03 \text{ м}^3/\text{с}$)

2. Определяем режим движения жидкости.

3. Находим коэффициент гидравлического сопротивления.

4. Рассчитываем напор, теряемый на преодоление путевых сопротивлений.

5. Строим график зависимости $h_n = f(Q)$.

6. Определяем расход нефти по графику с использованием известного перепада давления.

9. КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТИ В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ГОСТ Р 51858-2002

Цель работы:

1. Ознакомиться с государственным стандартом на нефть для поставки транспортным организациям, предприятиям Российской Федерации и экспорта;

2. Уметь по шифрам товарной нефти определять ее характеристики;

3. Закрепить полученный материал.

1. Классификация и условное обозначение нефтей

1.1. При оценке качества нефти подразделяют на классы, типы, группы, виды.

1.2. В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы 1-4 (таблица 9.1).

Таблица 9.1

Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	до 0,60 включительно	По ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947 и 9.2 настоящего стандарта
2	Сернистая	от 0,61 до 1,80	
3	Высокосернистая	от 1,81 до 3,50	
4	Особо высокосернистая	свыше 3,50	

1.3. По плотности, а при поставке на экспорт - дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на пять типов (таблица 9.2): 0 – особо легкая; 1 – легкая; 2 – средняя; 3 – тяжелая; 4 – битуминозная.

1.4. По степени подготовки нефть подразделяют на группы 1-3 (таблица 9.3).

1.5. По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на 2 вида (таблица 9.4).

Таблица 9.3

Группы нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
	1	2	3	
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	По ГОСТ 2477 и 9.5 настоящего стандарта
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534 и 9.6 настоящего стандарта
3 Массовая доля механических примесей, %, не более		0,05		По ГОСТ 6370
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более		66,7 (500)		По ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 и 9.8 настоящего стандарта
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн. ⁻¹ (ppm), не более	10	10	10	По ГОСТ Р 52247 или приложению А (6)
Примечание - Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому - к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.				

Таблица 9.4

Виды нефти

Наименование показателя	Вид нефти		Метод испытания
	1	2	
1 Массовая доля сероводорода, млн.-1 (ppт), не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
2 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн.-1 (ppт), не более	40	100	
Примечание – Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до 01.01.2013г. Определяются для набора данных.			

1.6. Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке нефти на экспорт к обозначению типа добавляется индекс «э». Структура условного обозначения нефти:

*Примеры:*

1) нефть с массовой долей серы 0,15 % (класс 1); с плотностью при температуре 20°C – 811,0 кг/м³, при 15°C – 814,8 кг/м³ (тип 0); с массовой долей воды 0,05 %, массовой концентрацией хлористых солей 25 мг/дм³, массовой долей механических примесей 0,02 %, с давлением насыщенных паров 58,7 кПа (440 мм рт.ст.), с массовой долей органических хлоридов во

фракции с температурой 204 °С 1 млн⁻¹ (группа 1); с массовой долей сероводорода 5 млн⁻¹, легких меркаптанов 8 млн⁻¹ (вид 1) обозначается "Нефть 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002".

2) нефть, поставляемая для экспорта, с массовой долей серы 1,15 % (класс 2); плотностью при температуре 20 °С – 865,0 кг/м³, при температуре 15 °С – 868,5 кг/м³ с выходом фракций до температуры 200 °С – 23 % об., до температуры 300 °С – 45 % об., с массовой долей парафина 4 % (тип 2э); с массовой долей воды 0,40 %, с массовой концентрацией хлористых солей 60 мг/дм³, с массовой долей механических примесей 0,02 %, с давлением насыщенных паров 57,4 кПа (430 мм рт.ст.), с массовой долей органических хлоридов во фракции до температуры 204 °С – 2 млн⁻¹ (группа 1); с массовой долей сероводорода менее 5 млн⁻¹, легких меркаптанов 7 млн⁻¹ (вид 1) обозначается "Нефть 2.2э.1.1 ГОСТ Р 51858-2002".

2. Технические требования

2.1. Нефть должна соответствовать требованиям таблиц 1-4.

2.2. Нефть при приеме в систему трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт должна соответствовать требованиям таблицы 3, группы 1 и таблицы 4, виды 1,2.

3. Требования безопасности

3.1. Нефть является природным жидким токсичным продуктом.

Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела.

Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния.

3.2. Нефть содержит легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека и для окружающей среды. Предельно допустимые концентрации нефтяных паров и опасных веществ нефти в воздухе рабочей зоны установлены в ГОСТ 12.1.005 .

При перекачке и отборе проб нефть относят к 3-му классу опасности (предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в

воздухе рабочей зоны – не более 10 мг/м³), при хранении и лабораторных испытаниях – к 4-му классу опасности (предельно допустимая концентрация по углеводородам алифатическим предельным C₁-C₁₀ в пересчете на углерод – не более 900/300 мг/м³). Нефть, содержащую сероводород (дигидросульфид) с массовой долей более 20 млн⁻¹, считают сероводородсодержащей и относят ко 2-му классу опасности. Предельно допустимая концентрация сероводорода (дигидросульфида) в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м³, сероводорода (дигидросульфида) в смеси с углеводородами C₁-C₅ – не более 3 мг/м³.

3.3. При загорании нефти применяют средства пожаротушения: распыленную воду, химическую и механическую пену; при объемном тушении применяют порошковые огнетушители, углекислый газ, при тушении жидкостью – бромэтиловые составы (СЖБ), перегретый пар, песок, асбестовые покрывала, кошму и другие средства.

4. Требования охраны окружающей среды

4.1. При хранении, транспортировании нефти и приемосдаточных операциях должны быть приняты меры, исключающие или снижающие до уровня не более предельно допустимого содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны и обеспечивающие выполнение требований охраны окружающей среды.

Средства предотвращения выбросов должны обеспечивать показатели качества воздуха рабочей зоны и атмосферного воздуха в условиях максимального выброса, соответствующие гигиеническим и экологическим нормативам качества атмосферного воздуха, предельно допустимым уровням физических воздействий, техническим нормативам выброса и предельно допустимым (критическим) нагрузкам на атмосферный воздух. Допустимые выбросы нефтяных паров в атмосферу устанавливают по ГОСТ 17.2.3.02.

4.2. Загрязнение нефтью водных акваторий в результате аварий устраняют локализацией разливов, сбором разлитой нефти или другими методами.

4.3. Предельно допустимая концентрация нефти в воде объектов культурно-бытового пользования и хозяйственно-питьевого назначения для нефти классов 3, 4 – не более 0,1 мг/дм³, для нефти классов 1, 2 – не более 0,3 мг/дм³; водных объектов рыбохозяйственного назначения – не более 0,05 мг/дм³ по СанПиН 2.1.5.980.

4.4. Загрязнение почвы разлитой нефтью ликвидируют сбором нефти с последующей рекультивацией почвы или другими методами очистки. Остаточное содержание нефти в почве после ликвидации загрязнения и проведения рекультивационных работ установлено в нормативных и технических документах, принятых в установленном порядке.

5. Правила приемки

5.1. Нефть принимают партиями. Партией считают любое количество нефти, сопровождаемое одним документом о качестве по ГОСТ 1510.

5.2. Приемосдаточные испытания проводят для каждой партии нефти по следующим показателям:

- плотность;
- массовая доля серы;
- массовая доля воды;
- массовая концентрация хлористых солей.
- давление насыщенных паров (только при приеме и сдаче в системе трубопроводного транспорта).

При несоответствии любого из показателей требованиям настоящего стандарта или разногласиях по этому показателю проводят повторные испытания той же пробы, если она отобрана из пробоотборника, установленного на потоке, или повторно отобранной пробы, если она отобрана из резервуара или другой емкости.

Результаты повторных испытаний распространяют на всю партию.

5.3. Периодические испытания выполняют в сроки, согласованные принимающей и сдающей сторонами, но не реже одного раза в 10 дней по следующим показателям:

- массовая доля механических примесей;

- давление насыщенных паров (кроме нефти в системе трубопроводного транспорта);
- наличие сероводорода (или массовая доля сероводорода и легких меркаптанов при наличии в нефти сероводорода);
- содержание хлорорганических соединений.

При поставке нефти на экспорт дополнительно определяют выход фракций и массовую долю парафина.

Результаты периодических испытаний заносят в документ о качестве испытуемой партии нефти и в документы о качестве всех партий до очередных периодических испытаний.

При несоответствии результатов периодических испытаний по любому показателю требованиям настоящего стандарта испытания переводят в категорию приемосдаточных для каждой партии до получения положительных результатов не менее чем в трех партиях подряд.

5.4. При разногласиях в оценке качества нефти проводят испытания хранящейся арбитражной пробы. Испытания проводят в лаборатории, определенной соглашением сторон.

Результаты повторных испытаний считают окончательными и вносят в паспорт качества на данную партию нефти.

Задание:

1. Изучить подразделения нефти на классы, типы, группы качества и виды.
2. Изучить условное обозначение нефти.
3. Изучить требования безопасности и требования охраны окружающей среды.
4. Изучить правила приемки товарной нефти.
5. Написать обозначение нефти по ГОСТ:

1) нефть (при поставке потребителю в России) массовой доли серы 1,15 %, плотностью при 20 °С – 860,0 кг/м³, концентрации хлористых солей 120 мг/дм³, массовой доли воды 0,40 %, с массовой долей сероводорода 10 млн⁻¹, с массовой долей органических хлоридов во фракции с температурой 204 °С – 3 млн⁻¹;

2) нефть (при поставке на экспорт) массовой доли серы 1,15 %, плотностью при 20 °С 860,0 кг/м³, объемной доли фракций до 200 °С – 26 %, до 300 °С – 46 %, до 350 °С – 55 %, массовой доли

парафина 4,1 %, концентрации хлористых солей 90 мг/дм³, массовой доли воды 0,40 %, при отсутствии сероводорода;

3) нефть (при поставке потребителю в России) массовой доли серы 3,15 %, плотностью при 20° С 877,0 кг/м³, концентрации хлористых солей 120 мг/дм³, массовой доли воды 0,70 %, с массовой долей сероводорода 10 млн⁻¹, с массовой долей органических хлоридов во фракции с температурой 204 °С – 11 млн⁻¹.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Гиматудинов Ш.К.* Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. // Под ред. Ш.К.Гиматудинова. М.: Недра, 1983г. – 463с.
2. *Жданов М.А.* Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. Учебное пособие для вузов, 2-е изд., перераб.и доп. М.: Недра, 1981. – 453 с.
3. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов, И.Н. Стрижов, А.Б. Золотухин, В.М. Зайцев. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1985. – 296 с.
4. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология / В.Г. Каналин, С.Б. Вагин, М.А. Токарев, Г.А. Ланчаков, А.И. Пономарев. Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО«Недра-Бизнесцентр», 2006.– 372 с.
5. *Мардашов Д.В.* Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Методические указания для практических занятий / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: Д.В. Мардашов, Д.Г. Подопригора. СПб, 2017. 44 с.
6. *Мищенко И.Т.* Расчеты в добыче нефти: Учеб. пособие. – М.: Недра, 1989. – 245 с.
7. РД 153-39.0-110-01 – Геолого-промысловый анализ разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
8. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин. Учебник для вузов. М.: ГУП Изд-во «Нефть газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 456 с.
9. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
10. *Земенков Ю.Д.* Сбор и подготовка нефти и газа: учебник / Ю.Д. Земенков, Л.М. Маркова, А.Д. Прохоров, С.М. Дудин. – М.: Академия, 2009. – 157 с.
11. *Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И.* Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., стереотипное. Перепечатка с издания 1985 г. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 135 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. РАСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ	4
2. ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ И ИЗУЧЕНИЕ НА ИХ ОСНОВЕ ВЫДЕЛЕНИЯ СТАДИЙ РАЗРАБОТКИ И ХАРАКТЕРНЫХ ТИПОВ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ.....	15
3. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ	22
4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УПРУГИХ СВОЙСТВ ЖИДКОСТИ И ПОРОДЫ	26
5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ	29
6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ГАЗА В ЗАЛЕЖИ. РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОГО ПЕРИОДА ДОБЫЧИ. КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА (КИГ).....	34
7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПО МЕТОДУ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ	43
8. СБОР И ЗАМЕРЫ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ГРУППОВОЙ ЗАМЕРНОЙ УСТАНОВКЕ	55
9. КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТИ В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ГОСТ Р 51858-2002	60
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	69

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

Сост.: *Д.Г. Подопригора, С.В. Мигунова*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Ответственный за выпуск *Д.Г. Подопригора*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 31.05.2019. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 4,1. Усл.кр.-отт. 4,1. Уч.-изд.л. 3,7. Тираж 50 экз. Заказ 511. С 185.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2