

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

1.1. Понятие о нефтяной залежи

Нефтяная залежь представляет собой скопление жидких углеводородов в некоторой области земной коры, обусловленное причинами геологического характера. Часто нефтяная залежь имеет контакт с водяным пластом. При этом возможны два основных типа взаимного расположения. Если вода располагается ниже нефтяной залежи на всем ее протяжении, такую воду называют подошвенной. Если контакт с водой происходит в пониженных частях залежи, на ее крыльях в этом случае используется термин - контурная вода. Уровень, на котором расположена граница между нефтью и водой, определяет положение водо-нефтяного контакта.

В ряде случаев на эксплуатацию залежи влияние может оказывать и вода, находящаяся выше или ниже нефтяной залежи, а также вода, находящаяся в пропластах самого нефтяного пласта (промежуточная вода).

При формировании нефтяной залежи может образоваться область, занятая свободным газом, так называемая газовая шапка. Размеры этой области могут быть незначительными, а могут иметь промышленное значение. В этом случае залежь называется нефтегазовой.

В процессе эксплуатации залежи на показатели разработки оказывает существенное влияние наличие контакта с водяной и газовой областями. Поэтому уже на стадии разведки месторождения важно правильно определить тип залежи и оценить соотношение размеров областей, занятых нефтью и газом.

Статистические исследования данных о составных пластовых нефтях и газах большого числа месторождений показали, что состав и другие термодинамические и физико-химические характеристики добываемой продукции являются информативными в отношении оценки типа залежи, соотношения нефти и газа в пласте, наличия аномально высоких пластовых давлений и других важных для разработки факторов. Использование этих данных позволяет на ранней стадии разведки и разработки получить дополнительную важную информацию о состоянии объекта к обычно используемой при геологических и промысловых исследованиях.

Так как состав нефти и газа относится к числу параметров, которые могут варьироваться в пределах одной и той же залежи, то при их использовании следует применять методы классификации, не чувствительные к изменению этих параметров в пределах этой залежи. В качестве такого метода можно рекомендовать метод ранговой классификации. Суть его заключается в следующем.

Предварительно определяют информативность каждого признака. Она может быть оценена по коэффициенту корреляции между рассматриваемым признаком, например, составом нефти и газа и изучаемым показателем, в данном случае - отношением объема нефтяной части к газовой V_n/V_g . Чем выше коэффициент корреляции, тем больше информативность признака. Для определения степени связи наиболее удобен с практической точки зрения метод ранговой корреляции. Рассмотрим его. Выявим наличие связи между V_n/V_g и содержанием C_4H_{10} в газе по

данным N месторождений. Каждому значению V_H/V_G и содержанию C_4H_{10} присваиваем определенный ранг: наибольшему значению V_H/V_G - ранг 1, второму по величине - ранг 2 и т.д. Аналогично присваиваем ранги значениям пропана. Обозначим ранг i -го по порядку значения V_H/V_G через X_i , а соответствующего значения C_4H_{10} - через Y_i . Таким образом, имеем ряд пар (X_i, Y_i) . Вычисляем коэффициент Спирмена R ранговой корреляции

$$R = 1 - \frac{6 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i - y_i)^2}{N \cdot (N^2 - 1)}$$

Далее подсчитываем значимость коэффициента R , для чего вычисляем

$$t = R \cdot \frac{\sqrt{N-2}}{\sqrt{1-R^2}}$$

По соответствующим вероятностным таблицам находим критическое значение $t_{\text{табл}}$ для t - распределения при $N - 2$ степенях свободы и уровне значимости α (обычно α принимается равным 0,05 или 0,1). Если вычисленное значение $t > t_{\text{табл}}$, то полученное t значимо и по R судят о степени связи между V_H/V_G и C_4H_{10} . Аналогично проверяем и другие факторы. Выбираем те из них, которым соответствуют наибольшие коэффициенты ранговой корреляции R .

Результаты анализа данных по ряду месторождений страны показали, что наиболее информативными признаками являются: содержание C_4H_{10} в газе; отношение содержаний $(C_2H_6)/(C_3H_8)$; коэффициент $\varphi = (C_2H_6) \cdot P_{\text{пл}} \cdot \Phi_{200} \cdot 10^{-3}$, где (C_2H_6) - содержание этана в газе, %; $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа; Φ_{200} - объемный выход фракций при нагреве до 200°C .

Анализ данных по месторождениям страны позволил выделить три основных типа залежи (M - сумма рангов всех трех признаков для данного месторождения),

$0 < M < 5$	$V_H/V_G > 5$ - нефтяная залежь;
$6 < M < 12$	$0,5 < V_H/V_G < 5$ - нефтегазовая залежь;
$13 < M < 21$	$0 < V_H/V_G < 0,5$ - газоконденсатная залежь.

Таким образом, по составу газа уже на стадии разведки месторождения можно диагностировать тип залежи.

Отметим, что любой метод распознавания образов, в какой бы задаче он не применялся, дает ответ с определенной вероятностью ошибки - неправильного распознавания. Несмотря на малую величину этой ошибки, т. е. высокий процент успешного распознавания образов, цена этой ошибки в отдельных случаях может быть высокой. Например, если из 100 залежей их тип будет правильно определен в 99 случаях, то ошибка составит всего 1%. В то же время, если единственная залежь, тип которой определен неверно, обладает большими запасами, то неправильная ее разработка, основанная на предполагаемом типе, может дать огромные экономические потери. Поэтому этот подход необходимо увязать и дополнить результатами

геофизических исследований, анализом геологических особенностей и т. п., т. е. использовать комплекс определений, что повышает надежность диагностирования.

1.2. Механизм использования пластовой энергии при добыче нефти

Жидкость из пласта в скважину поступает под действием перепада давления между пластом и забоем скважины. Поэтому пластовое давление - основной фактор, определяющий текущее энергетическое состояние залежи. Точнее, следует говорить не об абсолютной величине этого параметра, а об его соотношении с нормальным пластовым давлением на глубине залегания данной залежи, которое равно давлению столба воды равной высоты. Различают залежи, у которых начальное пластовое давление превышает эту величину (аномально-высокое пластовое давление - АВПД) и залежи с более низким начальным давлением (аномально низкое пластовое давление - АНПД).

Аномалии начального пластового давления определяются различными причинами, в основном геологического характера. Анализ данных по большому числу нефтяных месторождений тяжелых нефтей показал, что существует корреляционная зависимость между удельным весом (содержанием тяжелых компонентов в нефти) и коэффициентом аномально высокого пластового давления, который равен отношению АВПД в залежи к нормальному пластовому давлению на соответствующей глубине. Именно, с ростом удельного веса нефти наблюдается тенденция к увеличению коэффициента аномальности. Таким образом, по составу нефти, определяемому по устьевым замерам, можно оценивать АВПД в залежи.

Другая причина проявления аномального пластового давления может быть обусловлена особенностями гидростатики разноплотных жидкостей. Пусть, например, кровля нефтяного пласта находится на глубине 1000 м, водонефтяной контакт - на глубине 2000 м, а нижняя граница водной области - на глубине 3000 м. Так как давление в пластах распределяется по гидростатическому закону в соответствии с удельным весом воды, то на глубине 3000 м пластовое давление равно примерно 30 МПа, на отметке водонефтяного контакта - 20 МПа. Если принять удельный вес нефти 800 кг/м^3 , то на кровле нефтяного пласта давление будет равно $20 - 8 = 12$ МПа, в то время как нормальное пластовое давление на этой глубине равно 10 МПа, т. е. коэффициент аномальности равен 1,2. При наличии газовой шапки этот эффект будет существенный. Можно решать и обратную задачу - по определенному распределению давления по глубине оценивать положение водонефтяного контакта.

Различают два типа источников пластовой энергии - естественные и искусственные. К естественным источникам относятся упругость пластовой системы, напор пластовых вод, наличие свободного газа (в виде газовой шапки), энергия растворенного газа, напор обусловленный силой тяжести. Пластовую энергию можно поддерживать искусственным способом - закачкой в пласт воды, пара или газа. В зависимости от того, какой источник пластовой энергии преобладает, формируется определенный режим разработки. Рассмотрим последовательно каждый из этих режимов.

В начальном состоянии пластовая система, под которой понимается вмещающий коллектор, нефтяная часть и контактирующий с ней водоносный бассейн, находится в сжатом состоянии, определяемом начальным пластовым давлением. Отбор нефти из залежи приводит к снижению там давления, в результате чего происходит расширение частиц породы, нефти и воды. А это, в свою очередь, уменьшает падение пластового давления. Таким образом, в процессе разработки начальная упругая энергия сжатия пластовой системы уменьшается. Метод разработки нефтяного месторождения, основанный на использовании запаса упругой энергии пластовой системы, называется разработкой на естественном режиме.

Горные породы, нефть и вода имеют сравнительно небольшие коэффициенты сжимаемости. Так, для воды $\beta = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ Мпа}^{-1}$, для нефтей $\beta = 10^{-3} \text{ Мпа}^{-1}$, для горных пород - на порядок ниже. Поэтому даже при полном снижении давления от начального пластового до атмосферного за счет упругой энергии можно извлечь всего несколько процентов от начальных запасов месторождения (не более 3 - 5%). Однако если объем водоносного бассейна значительно превышает объем нефтяной залежи, то ситуация меняется. В этом случае при снижении давления прирост объема воды за счет расширения может стать соизмеримым с объемом нефтяной части, что приведет к увеличению вытесненной из пласта нефти.

Реализация такого режима в сильной степени зависит от темпов отбора нефти из залежи. При высоких темпах водоносный бассейн не успевает реагировать на изменение давления в нефтяной части, вследствие чего пластовое давление не будет поддерживаться за счет вторжения воды в нефтяную зону. Существенным недостатком водонапорного режима является неконтролируемое вторжение воды в нефтяную залежь. Это приводит к преждевременному обводнению добывающих скважин, неравномерному обводнению различных зон пласта как по толщине, так и по простиранию.

Подсчет упругого запаса пластовой энергии залежей, содержащих тяжелые нефти с повышенным содержанием асфальтено-смолистых фракций, имеет свои особенности. При изменении давления увеличение объема таких нефтей происходит с некоторым запаздыванием. Поэтому изменение пластового давления в залежи будет зависеть не только от отобранного объема нефти, но и от времени отбора т. е. от его темпа. Однако эффект будет ощущаться лишь при реализации естественного режима в «чистом» виде. При внедрении в залежь воды, влиянии свободного газа или действии других факторов эта особенность будет малоощутимой.

Напор пластовых вод может оказать влияние на показатели разработки и эксплуатации нефтяного месторождения в случае крутопадающего водоносного пласта. Систему водоносный пласт - нефтеносный пласт можно рассматривать как два сообщающихся сосуда. Снижение давления в нефтяной части за счет отбора нефти из скважин компенсируется подпором воды из «сообщающегося сосуда» - водоносного пласта. Таким образом формируется водонапорный режим.

Поддержание пластового давления при эксплуатации месторождения может происходить за счет энергии расширения свободного газа, находящегося в купольной части залежи. Такое

скопление газа называется «газовой шапкой», а соответствующий режим разработки - режимом газовой шапки.

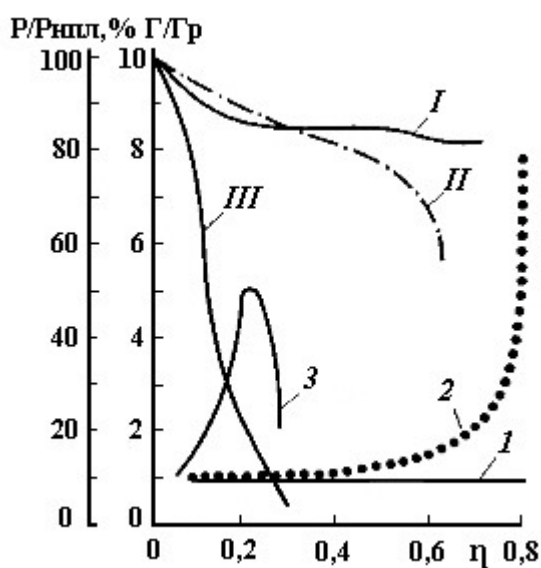


Рис. 1.1. Относительные изменения пластового давления ($P, P_{нпл}$ - текущее и начальное пластовое давление) и газового фактора (Γ, Γ_r - текущий и растворенный в нефти газовый фактор) в зависимости от текущего коэффициента нефтеотдачи η при различных режимах работы залежи. I, II, III - пластовое давление соответственно при режимах водонапорном, газонапорном и растворенного газа;

1, 2, 3 - газовый фактор при режимах водонапорном, газонапорном и растворенного газа

При разработке месторождения на таком режиме стараются не отбирать газ из газовой шапки, поскольку это приведет к уменьшению запаса пластовой энергии. При этом начинается выделение газа из нефти в нефтяной части и развивается режим растворенного газа. Кроме того, при больших отборах газа из газовой шапки может произойти сильное падение давления в газовой части, в результате уровень газонефтяного контакта начнет повышаться - произойдет вторжение нефти в газовую зону. Часть нефти смочит породу и будет потеряна для добычи.

При снижении давления из нефти выделяется растворенный газ. Упругость сжатых пузырьков газа является одним из источников пластовой энергии. Режим разработки, основанный на использовании этого вида пластовой энергии, называется режимом растворенного газа. Нефтеотдача месторождения на таком режиме не превышает 20 - 30% от начальных запасов. Обычно режимы газовой шапки и растворенного газа проявляются вместе с различной интенсивностью.

Достоверно определить режим разработки нефтяной залежи, особенно на ранней стадии, зачастую затруднительно. Это связано с тем, что непосредственным наблюдением нельзя определить, что вытесняет нефть в пласте - вода или газ, какая именно вода - законтурная, например, или закачиваемая извне (если действует несколько причин, то какая из них преобладающая). Графики (рис. 1.1) для определения режимов разработки также малопригодны, поскольку для их надежного построения требуются соответствующие данные промысловых

замеров в течение достаточно длительного периода, не менее нескольких лет, не говоря уже о том, что массовые замеры дебитов, пластовых давлений и газовых факторов по всем скважинам - трудоемкая и часто нереализуемая задача. В таких условиях целесообразно использование косвенных, диагностирующих показателей. С одной стороны, эти показатели должны хорошо коррелироваться с режимами разработки, с другой, быть достаточно просто и точно измеримы. Таким образом, задача определения режима разработки сводится к задаче его диагностирования по набору косвенных признаков. Поскольку результаты замеров случайным образом могут изменяться от скважины к скважине, а также во времени, то для обработки промысловой информации необходимо применять методы теории вероятности и математической статистики.

Для определения режима разработки нефтяного пласта, например, степени развития на месторождении водонапорного режима, может быть использован диагностирующий подход. Исследованиями установлено, что соотношения объемов воды и нефти влияют на составы как свободного газа, так и газа, растворенного в нефти. В связи с этим состав добываемого газа может быть использован как информативный признак для определения режима разработки пласта.

При водонапорном режиме увеличивается объем пласта, занятый водой, т. е. отношение V_n/V_g растет. По этой же причине снижение этого отношения свидетельствует о проявлении режима растворенного газа. Зная зависимость состава газа от величины этого отношения, определяя изменение его состава, можно диагностировать развитие того или иного режима. Поскольку различные компоненты по-разному реагируют на изменение соотношения V_n/V_g , то используется интегральный показатель, характеризующий изменение компонентного состава. В связи с тем что физическое обоснование связи изменения того или иного компонента с изменением отношения V_n/V_g дать затруднительно, для диагностирования режима подобным образом используется метод ранговой классификации.

Для примера ниже приведено ранжирование компонентов газа по скважинам Федоровского месторождения Западной Сибири (приведены только два компонента, ранжирование остальных проводится аналогично).

Функцию классификации R для конкретного состава газа (отобранного из определенной скважины) получают суммированием рангов всех признаков. Необходимо отметить, что при вводе месторождения в разработку для установления режима залежи требуется некоторый период времени, и режим оценивается в целом по пласту. Вместе с тем, в ходе разработки возможна смена режимов пласта. Поэтому состав газа необходимо анализировать по скважинам, которые исследовались в течение одного промежутка времени (например, в течение квартала или года). Проводя аналогичные определения через некоторые промежутки времени, можно определить динамику функции классификации R . По данным лабораторных исследований и анализа разработки ряда месторождений установлено, что рост функции классификации указывает на возрастание отношения V_n/V_g , а следовательно, на развитие водонапорного режима. Соответственно, уменьшение R свидетельствует об интенсификации режима растворенного газа. Так, по Федоровскому месторождению в течение второго и третьего годов разработки

наблюдалось уменьшение R , что говорит о режиме растворенного газа. В дальнейшем интенсивная закачка воды привела к водонапорному режиму, в это же время наблюдается рост R (рис. 1.2).

CH_4 , %	80	80 - 85	85 - 90	90 - 95	95 - 100
C_2H_6 , %	0 - 1	1 - 2	2 - 3	3 - 4	> 4
Ранг	1	2	3	4	5

Важным параметром нефтяной залежи кроме пластового давления является давление насыщения нефти газом $R_{\text{нас}}$. При снижении пластового давления ниже этой величины из нефти начинает выделяться газ. Давление насыщения определяют на основе лабораторных исследований проб нефти. Применение этого метода затруднительно при глубокозалегающих пластах из-за сложностей отбора представительных проб нефти. Поэтому возникает необходимость в использовании экспресс-метода достоверной оценки давления насыщения, а также и текущего пластового давления в залежи.

Такой метод заключается в определении зависимости давления насыщения от характерных параметров нефтяной залежи. Анализ, проведенный по большому числу нефтяных месторождений страны, показал, что на давление насыщения влияют: плотность, нефти; содержание в нефти парафинов, асфальтенов, смол; компонентный состав растворенного газа; содержание в нефти углекислого газа, азота, а также пластовая температура и газовый фактор. Перечисленные признаки, характеризующие свойства нефти и газа, могут быть определены по поверхностным анализам.

Затем строят математическую зависимость давления насыщения от указанных факторов. Таким образом, оказывается возможным без проведения соответствующих глубинных замеров и отбора глубинных проб только по данным устьевой информации прогнозировать давление насыщения.

С другой стороны, процедура определения давления насыщения по косвенным показателям требует апробирования для оценки ее точности и надежности. Для этого полученные зависимости проверяются по точным значениям данной величины, например при наличии представительных глубинных проб. Если апробация метода дает удовлетворительные результаты, то его можно использовать в тех случаях, когда точные определения провести по той или иной причине нельзя.

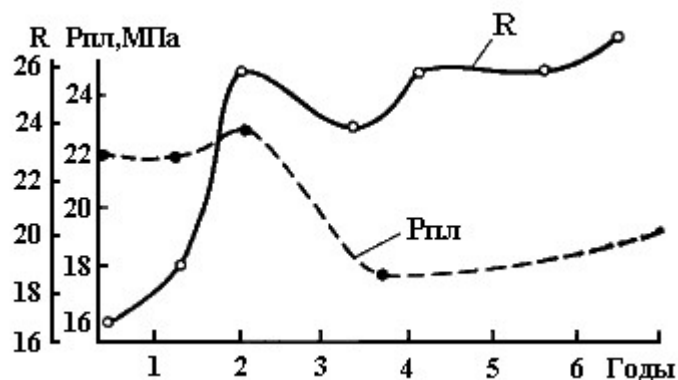


Рис.1.2. Зависимость критерия рангов R и пластового давления R_{пл} от времени для Федоровского месторождения

Естественно, что в чистом виде все рассмотренные выше режимы в реальных условиях не встречаются. Обычно одновременно проявляются различные источники пластовой энергии с той или иной интенсивностью. Режим работы залежи в процессе эксплуатации изменяются. Как правило, основную роль играет какой-либо один фактор, а остальные являются второстепенными. По мере эксплуатации происходит смена главенствующего фактора. Такое изменение может происходить, в частности, естественным путем. Например, при начальном пластовом давлении в залежи, превышающем давление насыщения. В начальный период будет развиваться упругий режим, а затем главенствующим становится режим растворенного газа. Аналогичным образом вследствие инерционности водяной зоны или наличия плохопроницаемых границ может задерживаться проявление упруговодонапорного режима. Другой причиной инерционности может явиться ползучесть пород, когда сжатие скелета при снижении давления происходит не мгновенно, а с запаздыванием.

Разработка месторождений только за счет естественных источников пластовой энергии малоэффективна и позволяет получить небольшие конечные коэффициенты нефтеотдачи. Это связано с быстрым истощением начальных запасов пластовой энергии по мере отбора нефти из залежи. Для повышения эффективности существующего режима разработки используют искусственное воздействие на нефтяную залежь. При этом можно как улучшить характеристики существующего режима работы залежи, так и заменить его на более эффективный в данных условиях.

Основным видом разработки месторождений в настоящее время является режим разработки с поддержанием пластового давления. Методы поддержания пластового давления различаются как по способу ввода агентов в пласт, так и по их составу и свойствам.

Для поддержания пластового давления в пласт закачивают воду, водные растворы полимеров, щелочные растворы, пены, газ, углекислый газ, пар, эмульсии, мицеллярные растворы и т. п. Выбор того или иного агента для закачки в пласт в каждом конкретном случае определяется свойствами нефти, коллектора, системой разработки и другими причинами. При этом закачиваемый в пласт агент выполняет две основные функции: поддержание пластового давления и улучшение процесса вытеснения нефти из пласта в добывающие скважины.

Закачиваемый агент поступает в пласт через нагнетательные скважины. Располагают нагнетательные скважины по площади месторождения в различном порядке, который определяется условиями конкретного месторождения.

На месторождениях высоковязких нефтей применяют тепловые методы воздействия: закачку пара или создание внутрипластового очага горения. В последнем случае под действием высокой температуры происходит интенсивное окисление (горение) части нефти в пласте. Это приводит к образованию большого количества горячих газов. В результате происходит повышение давления в пласте и улучшение вытеснения нефти.

2. ИСТОЧНИКИ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ

2.1. Пластовые давления

Для правильного понимания всех технологических процессов и явлений, связанных с эксплуатацией нефтяных месторождений и скважин, необходимо уяснить ряд терминов для давлений, которые определяют или влияют на эти технологические процессы.

2.1.1. Статическое давление на забое скважины

Статическое давление - это давление на забое скважины, устанавливающееся после достаточно длительной ее остановки. Оно равно гидростатическому давлению столба жидкости в скважине высотой (по вертикали), равной расстоянию от уровня жидкости до глубины, на которой производится измерение. Обычно за такую глубину принимается середина интервала вскрытой толщины пласта. С другой стороны, это давление равно давлению внутри пласта, вскрытого скважинами, и поэтому оно называется пластовым давлением.

2.1.2. Статический уровень

Уровень столба жидкости, установившийся в скважине после ее остановки при условии, что на него действует атмосферное давление, называется статическим уровнем.

Если устье скважины герметизировано, то обычно в верхней части скважины скапливается газ, создающий некоторое давление на уровень жидкости. В этом случае уровень жидкости не называется статическим, хотя соответствует статическим условиям скважины, и давление на забое скважины равно сумме гидростатического давления столба жидкости и давления газа.

2.1.3. Динамическое давление на забое скважины

Это давление устанавливается на забое во время отбора жидкости или газа из скважины или во время закачки жидкости или газа в скважину. Динамическое давление на забое очень часто называют забойным давлением в отличие от статического, которое называют пластовым давлением. Однако и статическое, и динамическое давления в то же время являются забойными.

2.1.4. Динамический уровень жидкости

Уровень жидкости, который устанавливается в работающей скважине при условии, что на него действует атмосферное давление (межтрубное пространство открыто), называется динамическим уровнем.

При герметизированном затрубном пространстве динамическое давление будет равно сумме гидростатического давления столба жидкости от уровня до забоя и давления газа, действующего на уровень. Высота столба жидкости измеряется по вертикали. Поэтому в наклонных скважинах при вычислении гидростатических давлений должна делаться соответствующая поправка на кривизну скважины.

2.1.5. Среднее пластовое давление

По среднему пластовому давлению оценивают общее состояние пласта и его энергетическую характеристику, обуславливающую способы и возможности эксплуатации скважин. Статические давления в скважинах, расположенных в различных частях залежи и

характеризующие локальные пластовые давления, могут быть неодинаковыми вследствие разной степени выработанности участков пласта, его неоднородности, прерывистости и ряда других причин. Поэтому используют понятие среднего пластового давления. Среднее пластовое давление P_{cp} вычисляют по замерам статических давлений P_i в отдельных скважинах.

Среднее арифметическое давление из m измерений по отдельным скважинам

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i}{m} \quad (2.1)$$

Эта величина неточно характеризует истинное среднеинтегральное пластовое давление и может от него сильно отличаться, например, при группировке скважин в одной какой-либо части залежи.

Средневзвешенное по площади пластовое давление

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \quad (2.2)$$

где f_i - площадь, приходящаяся на i -ю скважину, P_i - статическое давление в i -й скважине, n - число скважин.

Это давление полнее характеризует энергетическое состояние пласта, однако не учитывает того, что толщина пласта на различных участках различна. Поэтому вводится понятие о средневзвешенном по объему пластовом давлении. Средневзвешенное по объему пласта давление учитывает не только площадь f_i , приходящуюся на каждую скважину, но и среднюю толщину пласта h_i в районе скважины. Таким образом,

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i f_i h_i}{\sum_{i=1}^n f_i h_i} \quad (2.3)$$

Среднее пластовое давление определяют по картам изобар (линий равных давлений). Для этого измеряют планиметром площадь между каждыми двумя соседними изобарами, рассчитывают среднее пластовое давление на этой площади, как среднее арифметическое из значений давлений двух соседних изобар, и, умножая его на площадь между изобарами, суммируют. Общую сумму делят на суммарную площадь, в пределах которой проводится вычисление. Определенное таким образом среднее давление ничем не отличается от того, которое получается по (2.2), и также является средневзвешенным по площади.

Если на карту изобар наложить карту полей равных толщин, то среднее пластовое давление можно вычислить как средневзвешенное по объему пласта, используя формулу (2.3). В этом

случае f_i - часть площади между двумя изобарами с одинаковыми толщинами h_i , P_i - среднее давление между двумя изобарами. Этот способ дает наиболее объективную оценку среднего пластового давления.

2.1.6. Пластовое давление в зоне нагнетания

При поддержании пластового давления воду закачивают в нагнетательные скважины, которые располагают рядами. В зонах расположения нагнетательных скважин в пласте создается повышенное давление. Для характеристики процесса нагнетания и контроля за его динамикой пользуются понятием пластового давления в зоне нагнетания. С этой целью на карте изобар выделяют район размещения нагнетательных скважин, окружая их характерной изобарой, имеющей, например, значение первоначального пластового давления. В пределах этой изобары и определяют пластовые давления, как средневзвешенные по площади, используя формулу (2.2), или как средневзвешенные по объему, используя формулу (2.3) и дополнительно карту полей равных толщин.

2.1.7. Пластовое давление в зоне отбора

За пределами площади, ограниченной характерной изобарой, т. е. в районе добывающих скважин, также определяют среднее пластовое давление одним из трех названных методов и называют его пластовым давлением в зоне отбора. Во всех случаях предпочтительнее пластовое давление определять как средневзвешенное по объему пласта.

2.1.8. Начальное пластовое давление

Среднее пластовое давление, определенное по группе разведочных скважин в самом начале разработки, называется начальным пластовым давлением.

2.1.9. Текущее пластовое давление

В процессе разработки и эксплуатации пластовое давление меняется. Динамика пластового давления является важнейшим источником информации о состоянии объекта эксплуатации. Поэтому в различные моменты времени определяют среднее пластовое давление и строят графики изменения этого давления во времени. Это давление называют текущим пластовым давлением.

2.1.10. Приведенное давление

Для объективной оценки забойных давлений и возможности их сравнения вводится понятие приведенного давления. Измеренные или вычисленные забойные давления приводятся (пересчитываются) к условной горизонтальной плоскости, которой может быть принята любая плоскость в пределах залежи, абсолютная отметка которой известна.

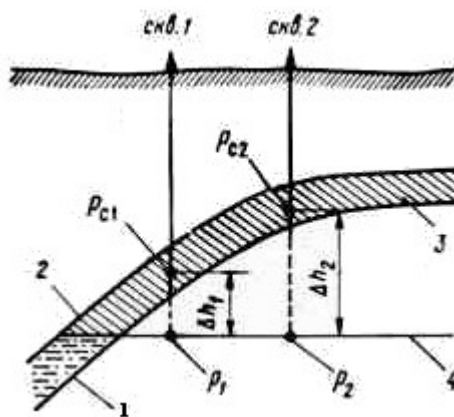


Рис. 2.1. Схема наклонного пласта: 1- водонасыщенная часть пласта;
2 - первоначальный контакт; 3 - нефтенасыщенная часть; 4 - плоскость приведения

Обычно за плоскость приведения принимают плоскость, проходящую через первоначальный водонефтяной контакт, абсолютная отметка которого определяется при разведке месторождения. Если забои скважин сообщаются через проницаемый пласт, то в них устанавливаются одинаковые приведенные статические давления.

Приведенное давление (рис. 2.1) в скв. 1

$$P_1 = P_{c1} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_1,$$

а приведенное давление в скв. 2 будет

$$P_2 = P_{c2} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_2,$$

ρ_n - плотность нефти в пластовых условиях; g - ускорение силы тяжести; $\Delta h_1, \Delta h_2$ - разности гипсометрических отметок забоев скв. 1, 2 и плоскости приведения.

Если водонефтяной контакт поднялся на Δz , а плоскость приведения осталась прежней, то приведенные давления

$$\text{для скв. 1 } P_1 = P_{c1} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_1 + \rho_v \cdot g \cdot \Delta z,$$

$$\text{для скв. 2 } P_2 = P_{c2} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_2 + \rho_v \cdot g \cdot \Delta z,$$

Здесь Δh_1 и Δh_2 - разность отметок забоев скважин и текущего положения водонефтяного контакта; ρ_v - плотность воды в пластовых условиях.

Кроме перечисленных давлений необходимо знать также давления на линии нагнетания и на линии отбора. Определение этих понятий будет дано в 3 главе при изложении методов поддержания пластового давления.

2.2. Приток жидкости к скважине

Приток жидкости, газа, воды или их смесей к скважинам происходит в результате установления на забое скважин давления меньшего, чем в продуктивном пласте. Течение жидкости к скважинам исключительно сложно и не всегда поддается расчету. Лишь при геометрически правильном размещении скважин (линейные или кольцевые ряды скважин и

правильные сетки), а также при ряде допущений (постоянство толщины, проницаемости и других параметров) удастся аналитически рассчитать дебиты этих скважин при заданных давлениях на забоях или, наоборот, рассчитать давление при заданных дебитах. Однако вблизи каждой скважины в однородном пласте течение жидкости становится близким к радиальному. Это позволяет широко использовать для расчетов радиальную схему фильтрации.

Скорость фильтрации, согласно закону Дарси, записанному в дифференциальной форме, определяется следующим образом:

$$v = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}, \quad (2.4)$$

где k - проницаемость пласта; μ - динамическая вязкость; dp/dr - градиент давления вдоль радиуса (линии тока).

По всем линиям тока течение будет одинаковое. Другими словами, переменные, которыми являются скорость фильтрации и градиент давления, при изменении угловой координаты (в случае однородного пласта) останутся неизменными, что позволяет оценить объемный расход жидкости q как произведение скорости фильтрации на площадь сечения пласта. В качестве площади может быть взята площадь сечения цилиндра $2\pi r h$ произвольного радиуса r , проведенного из центра скважины, где h - действительная толщина пласта, через который происходит фильтрация.

Тогда

$$q = 2\pi r h v = -2\pi r h \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}. \quad (2.5)$$

$$\text{Обозначим } \frac{kh}{\mu} = \varepsilon.$$

В общем случае предположим, что ε - гидропроводность - изменяется вдоль радиуса r , но так, что на одинаковых расстояниях от оси скважины вдоль любого радиуса величины ε одинаковые. Это случай так называемой кольцевой неоднородности.

Предположим, что ε задано в виде известной функции радиуса, т. е.

$$\frac{kh}{\mu} = \varepsilon(r). \quad (2.6)$$

Вводя (2.6) в (2.5) и разделяя переменные, получим

$$\frac{dr}{r\varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot dp. \quad (2.7)$$

Дифференциальное уравнение (2.7) с разделенными переменными может быть проинтегрировано, если задана функция $\varepsilon(r)$. В частности, если гидропроводность не зависит от

радиуса и постоянна, то (2.7) легко интегрируется в пределах области фильтрации, т. е. от стенок скважины r_c с давлением P_c до внешней окружности R_k , называемой контуром питания, на котором существует постоянное давление P_k . Таким образом,

$$\int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r\varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^{P_k} dp,$$

При $\varepsilon = \text{const}$ будем иметь

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot (\ln R_k - \ln r_c) = \frac{2\pi}{q} \cdot (P_k - P_c) \quad (2.9)$$

Решая (2.9) относительно q , получим классическую формулу притока к центральной скважине в круговом однородном пласте:

$$q = \frac{2\pi\varepsilon \cdot (P_k - P_c)}{\ln(R_k/r_c)} \quad (2.10)$$

Если (2.8) проинтегрировать при переменных верхних пределах r и P , то получим формулу для распределения давления вокруг скважины:

$$\int_{r_c}^r \frac{dr}{r\varepsilon} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^P dp \quad (2.12)$$

После интегрирования, подстановки пределов и алгебраических преобразований имеем

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot \ln \frac{r}{r_c} = \frac{2\pi}{q} \cdot (P - P_c) \quad (2.12)$$

Решая уравнение относительно $p(r)$ и подставляя (2.10) в (2.12), получим уравнение распределения давления вокруг скважины:

$$P(r) = P_c + (P_k - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (2.13)$$

Если в (2.8) в качестве переменных пределов принять не верхние, а нижние пределы, то выражение для $p(r)$ можно записать в другом виде:

$$P(r) = P_k - (P_k - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{R_k}{r}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (2.14)$$

Подставляя в (2.13) или (2.14) R_k вместо переменного радиуса r , получим $P(R_k) = P_k$; при $r = r_c$ имеем другое граничное условие:

$$P(r_c) = P_c.$$

Таким образом, граничные условия выполняются. Из (2.13) и (2.14) следует, что функция $P(r)$ является логарифмической, т. е. давление вблизи стенок скважины изменяется сильно, а на удаленном расстоянии - слабо. Это объясняется увеличением скоростей фильтрации при приближении струек тока к стенкам скважины, на что расходуется больший перепад давления.

Рассмотрим случай радиального притока в скважину при произвольно изменяющейся вдоль радиуса гидропроводности.

Проинтегрируем в (2.8) правую часть и перепишем результат следующим образом:

$$q = \frac{2\pi \cdot (P - P_c)}{\int_{r_c}^{R_k} \frac{1}{r \cdot \varepsilon(r)} dr} \quad (2.15)$$

Подынтегральная функция

$$y(r) = \frac{1}{r\varepsilon(r)} \quad (2.16)$$

может быть построена графически по заданным значениям ε для различных радиусов и проинтегрирована в пределах от r_c до R_k любым методом приближенного интегрирования или измерением планиметром площади под кривой $y(r)$ в заданных пределах.

В некоторых случаях добывающая скважина дренирует одновременно несколько пропластков с различными проницаемостями, толщинами, вязкостями нефти, а также пластовыми давлениями. Однако приток в такой сложной системе будет происходить при одинаковом забойном давлении (приведенном). При этом некоторые пропластки с меньшим пластовым давлением, чем на забое скважины, способны поглощать жидкость. В любом случае общий приток такого многослойного пласта будет равен алгебраической сумме притоков из каждого пропластка:

$$q = q_1 + q_2 + \dots + q_n = \sum_1^n q_i \quad (2.17)$$

Формулы радиального притока, вследствие их простоты, часто используются в инженерных расчетах. При этом погрешности в оценке исходных параметров, таких как k , h , μ , $(P_k - P_c)$, непосредственно влияют на величину q . Что касается величин R_k и r_c , то, поскольку они находятся под знаком логарифма, в отношении их допустимы значительные погрешности.

Пример. Допустим истинное значение $R_k = 100$ м, а в расчете по ошибке было принято $R_k = 1000$ м, т. е. допущена 10-кратная ошибка. Тогда истинный приток

$$Q_{\text{ист}} = \frac{2\pi kh \cdot (P_{\text{к}} - P_{\text{с}})}{\mu \cdot \ln(100/0,1)}, \quad (2.18)$$

где $r_{\text{с}} = 0,1$ м.

Расчетный приток

$$Q_{\text{расч}} = \frac{2\pi kh \cdot (P_{\text{к}} - P_{\text{с}})}{\mu \cdot \ln(1000/0,1)}. \quad (2.19)$$

Сравнение производим при прочих равных условиях, деля (2.18) на (2.19):

$$\frac{Q_{\text{ист}}}{Q_{\text{расч}}} = \frac{\ln(10000)}{\ln(1000)} = \frac{4}{3}. \quad (2.20)$$

Откуда $Q_{\text{расч}} = 3/4 Q_{\text{ист}}$. Т. е. расчетный дебит будет составлять 75% истинного дебита.

При применении формулы радиального притока для скважины, расположенной среди других добывающих скважин, за $R_{\text{к}}$ принимают половину расстояния до соседних скважин или средневзвешенную по углу величину этого расстояния. Формула радиального притока часто используется для определения гидропроводности по известным дебиту и давлениям.

Поскольку формулы описывают радиальную фильтрацию в пласте, то в них необходимо подставлять значение вязкости нефти при пластовых условиях, то есть при пластовых температуре и давлении с учетом соответствующего количества растворенного газа. Вычисленный дебит Q (объемный расход жидкости) также получается при пластовых условиях. Для перевода дебита к нормальным поверхностным условиям необходимо вычисленный дебит разделить на объемный коэффициент пластовой жидкости.

2.3. Режимы разработки нефтяных месторождений

Фильтрация жидкости по пласту к забоям скважин - к точкам наиболее низкого давления осуществляется за счет пластовой энергии. Жидкость под действием пластового давления находится в сжатом состоянии. В процессе эксплуатации месторождения, как правило, пластовое давление падает. Поэтому важно извлечь запасы нефти из пласта, до того как давление снизится и станет невозможно поддерживать необходимые депрессии.

За изменением пластового давления постоянно следят и при быстром его снижении применяют искусственные методы воздействия на залежь и, в частности, методы поддержания пластового давления. Темп снижения пластового давления, характеризующего энергетические ресурсы пласта, зависит от темпа отбора пластовой жидкости: нефти, воды и газа, который обусловлен проектом разработки месторождения, и от того осуществляется или нет поддержание пластового давления. Это искусственные факторы. С другой стороны, запас пластовой энергии, величина начального пластового давления и темп его снижения зависят и от природных - естественных факторов:

- § наличия газовой шапки, энергия расширения которой используется при разработке месторождения;
- § запаса упругой энергии в пластовой системе;
- § содержания растворенного в нефти газа, энергия расширения которого приводит к перемещению пластовых жидкостей и газов к забоям скважин;
- § наличия источника регулярного питания объекта разработки пластовой законтурной водой и интенсивность замещения этой водой извлекаемой из пласта нефти;
- § гравитационного фактора, который эффективно может способствовать вытеснению нефти в пластах с большими углами падения.

Перечисленные факторы, определяющиеся природными условиями, связаны с процессом формирования месторождения и не зависят от технолога. Одни из этих факторов могут иметь определяющую роль в процессах разработки, другие подчиненную роль.

Капиллярно-поверхностные силы особенно существенны в пористых средах с большой удельной поверхностью способствуют, а чаще тормозят фильтрацию пластовой жидкости и поэтому в совокупности с перечисленными факторами определяют интенсивность притока жидкости к забоям скважин.

Совокупность всех естественных и искусственных факторов, определяющих процессы, проявляющиеся в пористом пласте при его дренировании системой эксплуатационных и нагнетательных скважин, принято называть режимом пласта. Выделяют пять режимов:

- § водонапорный (естественный и искусственный),
- § упругий,
- § газонапорный (режим газовой шапки),
- § режим растворенного газа,
- § гравитационный.

От правильной оценки режима дренирования зависят технологические нормы отбора жидкости из скважин, предельно допустимые динамические забойные давления, выбор расчетно-математического аппарата для прогнозирования гидродинамических показателей разработки, определения объемов добычи жидкости и газа, расчета процесса обводнения скважин, а также и тех мероприятий по воздействию на залежь, которые необходимы при разработке для достижения максимально возможного конечного коэффициента нефтеотдачи.

Однако определить режим залежи не всегда просто, так как в ряде случаев многие факторы, определяющие режим, проявляются одновременно.

Рассмотрим идеализированные условия, когда тот или иной режим проявляется в «чистом виде», т. е. когда изменения в залежи в процессе ее разработки обусловлены действием только одного режима, а проявление других режимов либо отсутствует вовсе, либо столь незначительно, что им возможно пренебречь.

2.4. Водонапорный режим

При этом режиме фильтрация нефти происходит под действием давления краевых или законтурных вод, имеющих регулярное питание (пополнение) с поверхности за счет талых или дождевых вод или за счет непрерывной закачки воды через систему нагнетательных скважин.

Условие существования водонапорного режима

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}},$$

где $P_{\text{пл}}$ - среднее пластовое давление, $P_{\text{нас}}$ - давление насыщения.

При этом условии свободного газа в пласте нет и фильтруется только нефть или нефть с водой. Проницаемый пласт 2 (рис. 2.3) обеспечивает гидродинамическую связь области отбора нефти 1 с областью питания 3, которой может служить естественный водоём - русло реки. В результате процессов складкообразования пористый и проницаемый пласты могут получить выход на дневную поверхность в районе, например, речного русла 3, из которого происходит непрерывная подпитка пласта водой при отборе нефти через скважины 4. Пласт-коллектор должен иметь достаточную проницаемость на всем протяжении от залежи до мест поглощения поверхностных вод. Это и обуславливает активность законтурной воды.

Как правило, пластовое давление в подобных залежах равно гидростатическому давлению столба воды высотой, равной глубине залегания пласта. Причем давление после некоторого снижения в начальной стадии разработки остается в дальнейшем практически постоянным при установленных темпах отбора жидкости (2 - 8 % от извлекаемых запасов в год).

При водонапорном режиме извлечение нефти сопровождается ее замещением законтурной или нагнетаемой водой, что объясняет достаточно стабильные во времени дебиты скважин,

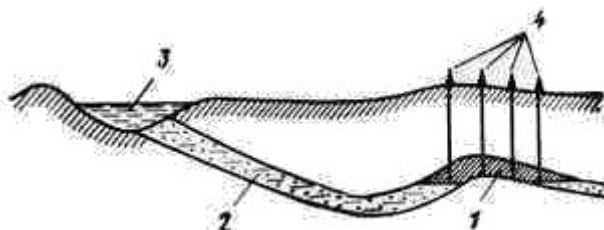


Рис. 2.3. Схема геологических условий существования естественного водонапорного режима

пластовое давление и газовый фактор. Стабильность газового фактора обусловлено еще и тем, что при $P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$ выделения газа в пласте не происходит, поэтому с каждой тонной нефти добывают только то количество газа, которое было в ней растворено при пластовых условиях (рис. 2.4). Обводнение скважины происходит относительно быстро. Однако при сильной слоистой неоднородности пласта обводнение скважин может растягиваться во времени, так как по хорошо проницаемым прослоям пластовая вода быстро достигает забоев скважин, а по плохо проницаемым - медленно. При водонапорном режиме происходит достаточно эффективное вытеснение нефти и достигаются наиболее высокие коэффициенты нефтеотдачи.

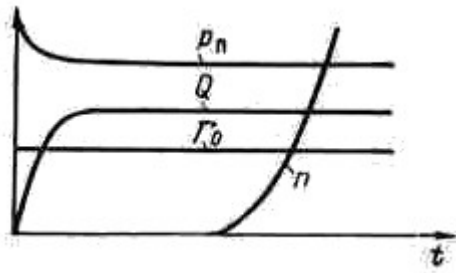


Рис. 2.4. Изменение во времени основных характеристик водонапорного режима

В отличие от естественного водонапорного режима при искусственном непрерывный напор воды, вытесняющей нефть, создают ее нагнетанием с поверхности через систему нагнетательных скважин. В таком случае пласт-коллектор не обязательно должен иметь выход на дневную поверхность для получения непрерывного питания.

При водонапорном режиме количество отобранной жидкости из залежи (нефть, вода) всегда равно количеству вторгшейся в залежь законтурной воды в пластовых термодинамических условиях.

Перераспределение давления в пласте, которое происходит при изменении отборов жидкости из скважин, должно при этом режиме происходить быстро (теоретически мгновенно), поэтому этот режим еще называют жестким. Депрессионная воронка вокруг скважины устанавливается также мгновенно. Этот режим теоретически изучен наиболее полно. В настоящее время более 80 % всей добываемой нефти получается из месторождений, разрабатываемых в условиях водонапорного режима (главным образом искусственного).

2.5. Упругий режим

При этом режиме вытеснение нефти происходит под действием упругого расширения самой нефти, окружающей нефтяную залежь воды и скелета пласта. Обязательным условием существования этого режима (как и водонапорного) является превышение пластового давления над давлением насыщения ($P_{пл} > P_{нас}$). Пласт должен быть замкнутым, но достаточно большим, чтобы его упругой энергии хватило для извлечения основных запасов нефти.

Объемный коэффициент упругости среды определяется как доля первоначального объема этой среды, на которую изменяется этот объем при изменении давления на единицу, т. е.

$$\beta = -\frac{\Delta V}{V \cdot \Delta P}, \quad (2.43)$$

где ΔV - приращение объема (за счет упругого расширения);

ΔP - приращение давления (понижение давления); V - первоначальный объем среды.

Поскольку отрицательному приращению давления соответствует положительное приращение объема, то впереди ставится знак минус.

Твердый скелет пористого пласта при изменении внутреннего давления деформируется вследствие изменения объема самих частиц оседания кровли пласта при уменьшении внутрипорового давления, что приводит к уменьшению пористости и к дополнительному вытеснению жидкости. Из экспериментальных данных известно:

$$\text{для воды} \quad \beta_{\text{в}} = (2,7 \div 5) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}} ;$$

$$\text{для нефти} \quad \beta_{\text{н}} = (7 \div 30) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}} ;$$

$$\text{для породы} \quad \beta_{\text{п}} = (0,3 \div 2) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}} .$$

Обычно для оценки сжимаемости пласта пользуются приведенным коэффициентом сжимаемости, который называют коэффициентом упругости пласта. Это усредненный коэффициент объемной сжимаемости некоторой фиктивной среды, имеющей объем, равный объему реального пласта с насыщающими его жидкостями, совокупное упругое приращение которых равно упругому приращению объема фиктивной среды.

Согласно определению можно найти упругие приращения объемов воды, нефти и породы для единичного элемента объема пласта

$$\beta^* \cdot V \cdot \Delta P = \beta_{\text{в}} \cdot V_{\text{в}} \cdot \Delta P + \beta_{\text{н}} \cdot V_{\text{н}} \cdot \Delta P + \beta_{\text{п}} \cdot V_{\text{п}} \cdot \Delta P . \quad (2.44)$$

где V - объем фиктивной среды, равный сумме объемов воды, нефти и твердого скелета пласта; $V_{\text{п}}$, $V_{\text{в}}$, $V_{\text{н}}$ - общие объемы твердого скелета пласта и насыщающих его воды и нефти соответственно; β^* - приведенный коэффициент упругости пласта.

Обозначая m , $\alpha_{\text{в}}$, $\alpha_{\text{н}}$ соответственно пористость, водо- и нефтенасыщенность пласта, можем вместо (2.44) записать

$$\beta^* \cdot V \cdot \Delta P = \beta_{\text{в}} \cdot V \cdot m \cdot \alpha_{\text{в}} \cdot \Delta P + \beta_{\text{н}} \cdot V \cdot m \cdot \alpha_{\text{н}} \cdot \Delta P + \beta_{\text{п}} \cdot V \cdot (1 - m) \cdot \Delta P , \quad (2.45)$$

или

$$\beta^* = m \cdot (\beta_{\text{в}} \cdot \alpha_{\text{в}} + \beta_{\text{н}} \cdot \alpha_{\text{н}}) + \beta_{\text{п}} \cdot (1 - m) . \quad (2.46)$$

Это и будет наиболее общее выражение для приведенного объемного коэффициента упругости пластовой системы.

Упругий режим, относящийся к режиму истощения, существенно неустановившийся. Давление в пласте по мере отбора жидкости падает. Для него характерны непрерывно разрастающаяся вокруг скважины воронка депрессии, систематическое падение дебита во времени при сохранении постоянства депрессии или систематическое увеличение депрессии во времени при сохранении дебита. Однако во всех случаях при упругом режиме газовый фактор должен

оставаться постоянным по тем же причинам, что и при водонапорном режиме. Темп падения среднего пластового давления может быть различным в зависимости от общего запаса упругой энергии в пласте (от размеров окружающего залежь водного бассейна).

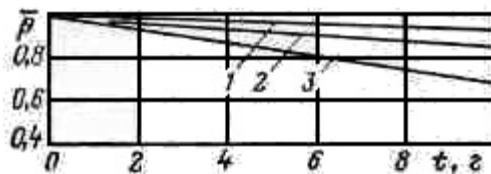


Рис. 2.5. Изменение во времени безразмерного среднеинтегрального пластового давления при упругом режиме

Несложно вывести приближенную формулу, описывающую падение безразмерного среднеинтегрального пластового давления \bar{P} при упругом режиме во времени t , при постоянном темпе отбора жидкости ($q = \text{const}$). Можно получить аналогичную формулу при переменном темпе отбора, когда функция изменения темпа отбора задана, например линейно возрастает или изменяется по любому другому закону. При $q = \text{const}$ изменение давления $\bar{P}(t)$ соответствует прямолинейному закону, т.е. прямой линии, но не проходящей через начало координат. При переменном темпе отбора закон изменения среднеинтегрального давления в пласте будет криволинейный.

Геологическими условиями, благоприятствующими существованию упругого режима, являются:

- § залежь закрытая, не имеющая регулярного питания;
- § обширная водонасыщенная зона, находящаяся за пределами контура нефтеносности; отсутствие газовой шапки;
- § наличие эффективной гидродинамической связи нефтенасыщенной части пласта с законтурной областью;
- § превышение пластового давления над давлением насыщения.

Чтобы при приемлемом темпе снижения среднего давления в пласте $P_{\text{пл}}$ за разумные сроки отобрать запасы нефти, нужно иметь очень большое отношение объема упругой системы к геологическим запасам нефти.

При разработке залежи в условиях упругого режима быстрое понижение давления происходит в пределах самой залежи, а во всей системе, питающей залежь упругой энергией давления (в законтурной области), снижается медленно.

Из сказанного не следует, что упругий режим и связанные с ними процессы играют незначительную роль при добыче нефти. При определенных благоприятных условиях весь запас нефти может быть извлечен за счет упругого режима (при большой упруго-водонапорной системе). Последний играет существенную роль при переходных процессах, возникающих в

результате изменения режимов работы скважин. При этом в пласте происходят затяжные процессы перераспределения давления, протекающие по законам упругого режима.

2.6. Режим газовой шапки

Этот режим проявляется в таких геологических условиях, при которых источником пластовой энергии является упругость газа, сосредоточенного в газовой шапке. Для этого необходимо, чтобы залежь была изолирована по периферии непроницаемыми породами или тектоническими нарушениями. Законтурная вода, если она имеется, не должна быть активной. Нефтяная залежь должна находиться в контакте с газовой шапкой. При таких условиях начальное пластовое давление будет равно давлению насыщения, так как дренирование залежи происходит при непрерывном расширении газовой шапки и нефть постоянно находится в контакте с газом.

Темп изменения среднего пластового давления при разработке такой залежи может быть различным в зависимости от темпов разработки и от соотношения объемов газовой шапки и нефтенасыщенной части залежи.

Такую залежь можно рассматривать как сосуд с жидкостью и газом, причем отбор жидкости сопровождается расширением газа. На рис. 2.6 представлены результаты расчетов поведения пластового давления во времени в процессе разработки залежи в режиме газовой шапки.

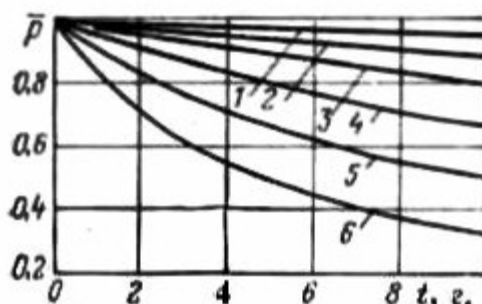


Рис. 2.6. Изменение во времени безразмерного среднеинтегрального пластового давления при разных отношениях объема нефтяной оторочки и газовой шапки:

1- $n = 0,25$; 2 - $n = 0,5$; 3 - $n = 1$; 4 - $n = 2$; 5 - $n = 4$; 6 - $n = 8$

Из рисунка видно, что изменение пластового давления происходит по криволинейному закону и темп падения давления тем больше, чем меньше объем газовой шапки по отношению к объему нефтяной части залежи (чем больше n). При объеме нефти в залежи, в четыре раза превышающем объем начальной газовой шапки, через десять лет давление снизится на 50 % ($P = 0,5$). Тогда как при объеме нефти, составляющем 0,25 от объема газовой шапки, к тому же времени давление снизится только на 5,8 %.

Таким образом, разработка месторождения при режиме газовой шапки неизбежно сопровождается падением пластового давления со всеми вытекающими из этого последствиями (уменьшение дебитов, сокращение периода фонтанирования, переход нефтяных скважин на газ и др.). В реальных условиях разработка такого месторождения может быть осуществлена в условиях

смешанного режима с помощью искусственного поддержания пластового давления закачкой воды в законтурную область или закачкой газа в газовую шапку. Конечная нефтеотдача в условиях режима газовой шапки не достигает тех величин, что при режимах вытеснения нефти водой, и не превышает по приблизительным оценкам 0,4 - 0,5.

Для этого режима характерен закономерный рост газового фактора и переход скважин на добычу чистого газа по мере выработки запасов нефти и расширения газовой шапки. Режим газовой шапки в общем имеет подчиненное значение и сравнительно небольшое распространение. Продукция скважин, как правило, безводная.

2.7. Режим растворенного газа

Дренирование залежи нефти с непрерывным выделением из нефти газа и переходом его в свободное состояние, увеличением за счет этого объема газонефтяной смеси и фильтрации этой смеси к точкам пониженного давления (забои скважин) называется режимом растворенного газа. Источником пластовой энергии при этом режиме является упругость газонефтяной смеси.

Условия существования режима растворенного газа следующие:

- § $P_{пл} < P_{нас}$ (пластовое давление меньше давления насыщения);
- § отсутствие законтурной воды или наличие неактивной законтурной воды;
- § отсутствие газовой шапки;
- § геологическая залежь должна быть запечатана.

При этих условиях пластовая энергия равномерно распределена во всем объеме нефтенасыщенной части пласта. При таком режиме правомерен принцип равномерного размещения скважин по площади залежи.

Рассмотрим законы изменения среднего пластового давления в залежи в условиях режима растворенного газа. Примем, что начальное среднее пластовое давление равно давлению насыщения (абсолютному), т.е. $P_{нач} = P_{нас}$.

Полагая, что линейный закон растворимости газа Генри при изменении давления от $P_{нач}$ до P справедлив, можно определить объем выделившегося газа из объема нефти V_n при понижении давления.

$$V = \alpha \cdot (P_{нач} - P) \cdot V_n \quad (2.79)$$

где α - коэффициент растворимости, приведенный к стандартным условиям; V - объем выделившегося газа, также приведенный к стандартным условиям. Этот объем следует привести к пластовому текущему давлению P и температуре T , используя уравнение состояния.

Выделившийся свободный газ будет равномерно распределен в нефти, образуя газонефтяную смесь. Поскольку объем смеси будет больше объема пор пласта, то ее избыток будет фильтроваться к забоям скважин. Предположим, что в начальный момент поры пласта

заполнены только нефтью, так что $V_{\text{пор}} = V_{\text{н}}$ (наличие связанной воды не меняет конечных результатов). Следовательно при снижении давления из общего объема пор пласта $V_{\text{пор}}$ должна выделиться смесь, объем которой $V_{\text{вс}}$ будет равен разности

$$V_{\text{вс}} = V_{\text{см}} - V_{\text{пор}} = V_{\text{н}} \cdot \left[1 + \frac{\alpha \cdot (P_{\text{нач}} - P) \cdot P_0 \cdot T \cdot z_p}{P \cdot T_0} \right] - V_{\text{н}}$$

Этот объем будет состоять из нефти и газа.

Определим долю нефти в смеси, как отношение объема всей нефти в пласте к объему всей образовавшейся смеси, т. е.

$$\alpha_{\text{н}} = \frac{V_{\text{н}}}{V_{\text{см}}} \quad (2.83)$$

Это среднее содержание жидкой фазы - нефти в смеси. Но необходимо различать: α_1 - долю жидкой фазы в выделившейся из пор смеси и долю жидкой фазы в смеси α_2 , остающейся в порах пласта на данной стадии разработки.

Доля нефти в выделившейся смеси (α_1) всегда значительно меньше доли нефти в остающейся смеси (α_2). Это объясняется следующим:

1. Вязкость газа значительно меньше вязкости нефти, поэтому, обладая большей подвижностью, он скорее достигает забоя скважины.
2. В результате дегазации нефти ее вязкость увеличивается, а следовательно, уменьшается подвижность.
3. С увеличением газонасыщенности пористой среды фазовая проницаемость для газа возрастает, а для нефти уменьшается (согласно кривым фазных или относительных проницаемостей).

Перечисленные факторы приводят к уменьшению жидкой фазы в выделившейся из пор газожидкостной смеси, другими словами, к росту газового фактора. Предположим, что доля нефти в выделившейся смеси в k раз меньше, чем ее среднее значение. Продолжая выкладки, можно получить следующую формулу, описывающую изменение среднеинтегрального пластового давления во времени при эксплуатации месторождения на режиме растворенного газа:

$$\bar{P} = \frac{P}{P_{\text{нач}}} = \frac{\alpha \cdot P_0 \cdot T \cdot z_p \cdot (1 - k\eta\delta t)}{T_0 \cdot k\eta\delta t + \alpha \cdot P_0 \cdot T \cdot z_p \cdot (1 - k\eta\delta t)} \quad (2.87)$$

По формуле (2.87) произведем численную оценку безразмерного пластового давления \bar{P} и его изменение во времени. Результаты расчета представлены на рис. 2.7.

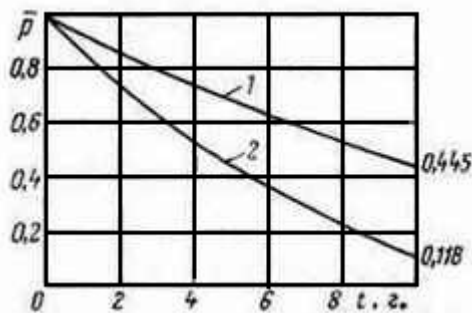


Рис. 2.7. Изменение во времени безразмерного среднеинтегрального пластового давления при режиме растворенного газа: 1 - $k = 2$; 2 - $k = 4$

Как видим, закон падения явления - криволинейный. К исходу 10 лет эксплуатации месторождения при $k = 2$ и отборе 5% от извлекаемых запасов в год пластовое давление должно упасть на 55,5 % и составить 44,5 % от первоначального, равного давлению насыщения (см. рис. 2.7, линия 1). За это время ($t = 10$ лет) будет отобрано 50% извлекаемых запасов, которые составляют 40% геологических (при $\eta = 0,4$). При $k = 4$ то же давление через 10 лет составит 11,8% от первоначального. Из формулы (2.87) следует также, что при больших t (время разработки) выражение, стоящее в круглых скобках, может стать отрицательным. Это означает, что пластовое давление P будет отрицательным. Физически это невозможно. Поэтому полное истощение месторождения наступает при $k\eta\delta t = 1$.

Режим растворенного газа характеризуется быстрым падением пластового давления и закономерным увеличением газового фактора, который на определенной стадии разработки достигает максимума, а затем начинает падать в результате общего истощения и полной дегазации месторождения. Режим отличается самым низким коэффициентом нефтеотдачи, в редких случаях достигающим значений 0,25. Без искусственного воздействия на залежь (например, закачкой воды или другими методами) режим считается малоэффективным. Однако в начальные периоды разработки скважины бурно фонтанируют, хотя и непродолжительное время. При дренировании залежи в условиях режима растворенного газа (при отсутствии искусственного воздействия) вода в продукции скважин отсутствует.

2.8. Гравитационный режим

Гравитационным режимом дренирования залежей нефти называют такой режим, при котором фильтрация жидкости к забоям скважин происходит при наличии «свободной поверхности». Свободной поверхностью называют поверхность фильтрующей жидкости или газонефтяной контакт, устанавливающийся в динамических условиях фильтрации, на котором давление во всех точках остается постоянным. Этот режим называют еще иногда безнапорным, хотя это принципиально не точно.

Гравитационный режим может возникнуть в любой залежи на последней стадии ее разработки как естественное продолжение режима растворенного газа. Наглядным и в то же время точным примером дренирования в условиях гравитационного режима может служить высачивание

воды по периметру конической кучи песка, предварительно смоченного водой. При гравитационном режиме скважины имеют углубленный забой-зумф для накопления нефти и погружения в него насоса.

Из определения этого режима следует, что если в затрубном пространстве такой скважины существует атмосферное давление, то такое давление установится на всей свободной поверхности, разделяющей нефтенасыщенную и газонасыщенную части пласта, и фильтрация жидкости в скважину будет происходить только под действием разности уровней жидкостей в удаленной части пласта и непосредственно на стенде скважины. При избыточном давлении в затрубном пространстве скважины фильтрация жидкости по-прежнему будет происходить под воздействием разности уровней жидкости, так как это давление устанавливается на всей свободной поверхности.

Гравитационный режим может иметь решающее значение при шахтных методах добычи нефти. В горизонтальных пластах его эффективность чрезвычайно мала. Скважины характеризуются очень низкими, но устойчивыми дебитами. Однако в крутопадающих пластах эффективность гравитационного режима увеличивается. Этот режим практического значения в процессах нефтедобычи по существу не имеет и важен только для понимания процессов, происходящих в нефтяных залежах при их разработке.