

УДК 622.276

**ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ
ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**EFFECTIVE METHODS OF HYDROGEOLOGICAL RESEARCH
AT THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS**

Петрушин Евгений Олегович

Ведущий технолог по добыче нефти и газа,
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. Вопросами, связанными с гидрогеологическими условиями нефтегазовых месторождений, занимается нефтегазопромысловая гидрогеология, в которой изучается роль подземных вод при разработке нефтяных и газовых месторождений. В статье приводится характеристика подземных вод нефтяных и газовых месторождений, гидрогеологические наблюдения и геотермические исследования. Также проводятся гидрогеологические наблюдения и исследования, направленные на обеспечение нормальных условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Ключевые слова: характеристика подземных вод нефтяных и газовых месторождений; характеристика подземных вод по условиям залегания; схемы залежей; продвижение контурных вод; гидрогеологические наблюдения; режимы нефтяных залежей; контроль за обводнением скважин и залежей.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Leading oil and gas production technologist,
JSC «Pechoranefit»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straевич

Candidate of technical sciences,
Assistant professor
of pulpit applied mathematicians
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Annotation. Issues related to the hydrogeological conditions of oil and gas fields are handled by oil and gas field hydrogeology, which studies the role of groundwater in the development of oil and gas fields. The article describes the characteristics of groundwater in oil and gas fields, hydrogeological observations and geothermal studies. Hydrogeological observations and research aimed at ensuring normal operating conditions for oil and gas fields are also carried out.

Keywords: characteristics of groundwater in oil and gas fields; the characteristics of groundwater according to the conditions of occurrence; schemes of deposits; advancement of contour waters; hydrogeological observations; regimes of oil deposits; control over watering wells and deposits.

Характеристика подземных вод нефтяных и газовых месторождений

Нефтяные залежи лучше сохраняются в закрытых структурах. Залежи вблизи поверхности земли под воздействием инфильтрационных вод атмосферного происхождения подвергаются наиболее быстрому вымыванию и разрушению вследствие местных напоров в толще горизонта грунтовых вод, благоустройстве берегов, регулировании русла рек и других необходимых мероприятиях.

Радикальные методы защиты от подтопления в зависимости от его причин и характера (постоянное, сезонное, эпизодическое) включают устройство соответствующих систем и конструкций дренажа. Эти методы должны сочетаться с профилактическими и обеспечивать норму осушения.

Характеристика подземных вод по условиям залегания

По условиям залегания в нефтеносных пластах подземные воды подразделяются на:

1) *пластовые воды*, находящиеся в одном пласте с нефтью (краевые, или контурные, подошвенные и приконтурные воды). По своему составу они чаще всего представляют собой метановые солёные воды с повышенным содержанием йода, брома, аммония, борной кислоты. Вблизи залежей нефти в подземных водах появляются нафтеновые кислоты, а в газе – тяжёлые углеводороды (этан, пропан, бутан и др.);

2) *воды водоносных горизонтов в пределах месторождения*, но не заключающих промышленных залежей нефти; по отношению к нефтеносным пластам они могут быть верхними и нижними. Верхние и нижние воды могут попадать в нефтяную скважину и обводнять залежь, проникая по затрубному пространству вследствие дефектов крепления или повреждения обсадных труб;

3) *тектонические воды* – воды, заключённые в трещинах и разломах земной коры.

На рисунке 1 приведена схема залегания подземных вод на месторождении.

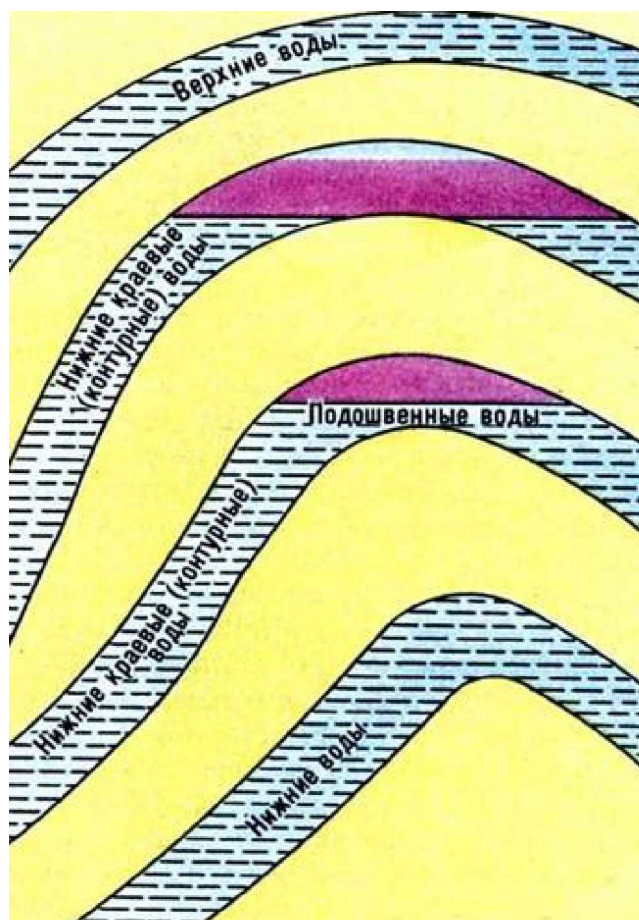


Рисунок 1 – Схема залегания подземных вод на месторождении

Изменение физических и химических свойств в процессе добычи

Установлено, что в нефтяных месторождениях развиты преимущественно 3 типа вод:

1) *хлоридно-кальциевые рассолы* с общей минерализацией более 50 г на 1 л (5 %), иногда достигающей 250–300 г на 1 л (25–30 %). Они представляют собой изменённые древние воды морского происхождения; в результате коллоидно-химического и микробиологического процессов, протекавших в восстановительной среде вблизи скоплений нефти, эти воды почти лишены сульфатов, часто содержат сероводород и, в отличие от хлоридно-магниево-натриевых вод морских бассейнов, являются хлоридно-кальциево-натриевыми;

2) *гидрокарбонатно-хлоридно-натриевые* или *гидрокарбонатно-натриевые бессульфатные воды* (щелочные) с общей минерализацией обычно меньшей, чем воды 1-го типа. Разновидностью 2-го типа являются слабоминерализованные тёплые или горячие воды с содержанием сульфатов;

3) *сульфатно-натриевый тип вод*.

Знание химического состава и минерализации вод играют важную роль. Интенсивность снижения минерализации вод находится в полной зависимости от количества

отбираемой воды эксплуатационными скважинами, потому что нефтяные залежи окаймлены водами повышенной минерализации и по мере отбора начинают поступать менее минерализованные воды.

В процессе разработки залежи используют законтурную закачку вод для поддержания пластового давления. Важно понимать различие в химических и физических параметрах закачиваемой и пластовой воды. При повышении температуры пластовых вод происходит разжижение нефти и, как следствие, её добыча происходит интенсивнее.

В качестве примера важности химического состава рассмотрим состав морской воды, которая может быть закачана в нефтяные залежи. Содержание иона SO_4^{2-} в ней повышено. В пластовых условиях вследствие смешения вод и в результате жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий происходит восстановление сульфатов и образование сероводорода. При смешивании пластовых вод с закачиваемой морской водой происходит выпадение из состава вод углекислых солей кальция и магния, что влечёт за собой ухудшение проницаемости пород и, как следствие, снижение скорости добычи нефти или газа.

Схемы залежей

Схемы залежи нефти с газовой шапкой показаны на рисунке 2.

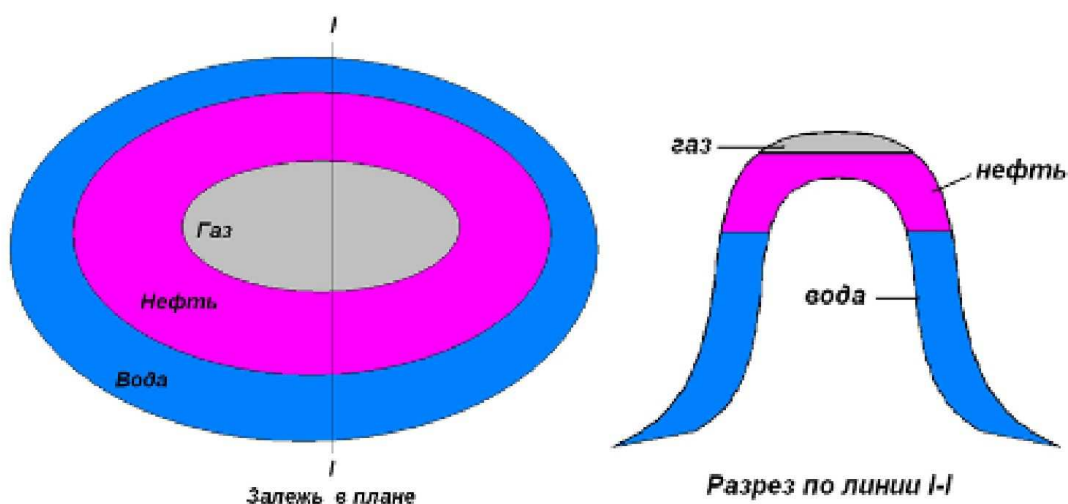


Рисунок 2 – Схемы залежи нефти с газовой шапкой

Схемы залежи нефти в пологозалегающем пласте приведены на рисунке 3.

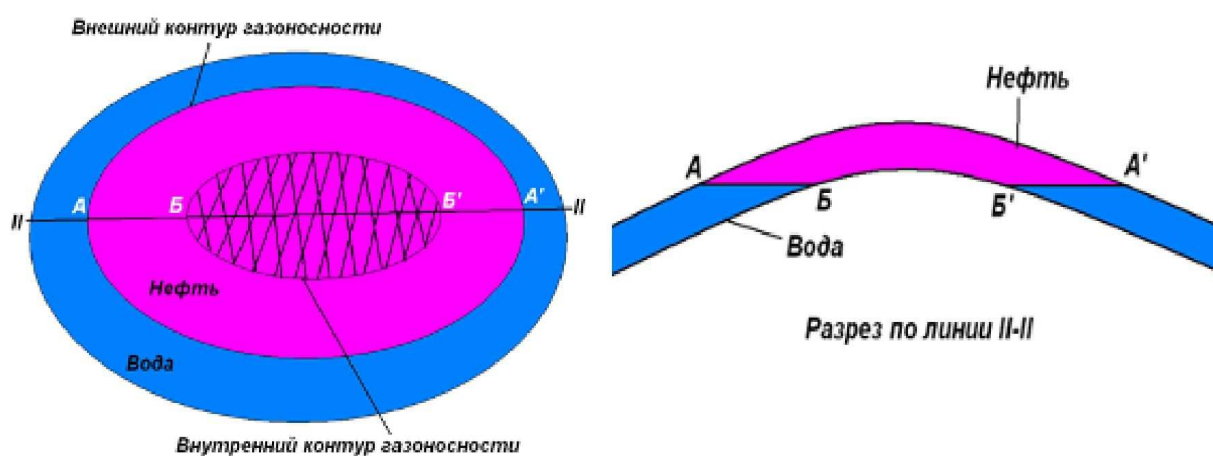


Рисунок 3 – Схемы залежи нефти в пологозалегающем пласте

В пределах внутреннего контура нефтеносности скважины, пробуренные на данную залежь, будут давать безводную нефть; скважины между внутренним и внешним контуром нефтеносности – нефть с водой; за внешним контуром – только воду.

Продвижение контурных вод

Обводнение нефтяного месторождения может происходить в процессе эксплуатации месторождения; по мере извлечения нефти из скважин к ним начинают притекать окружающие контурные воды. Для нефтяных залежей очень вредно обводнение «языками», «конусами» и т.п., образующимися вследствие неравномерного отбора нефти и газа с площади залежи. Вследствие этого могут образовываться скопления нефти или газа (целики), для добычи которых необходимо пробурить новые скважины, что чрезвычайно затратно. Схема продвижения контурных вод представлена на рисунке 4.

Для наблюдения за изменением степени обводнённости залежи производят точные замеры дебитов жидкости и определяют содержание в ней нефти и воды по всем скважинам и в целом по залежи. Наблюдения за изменением уровней вод в скважинах осуществляется с начала разработки нефтяной или газовой залежи путём непрерывного замера их регистрирующим уровнемером.

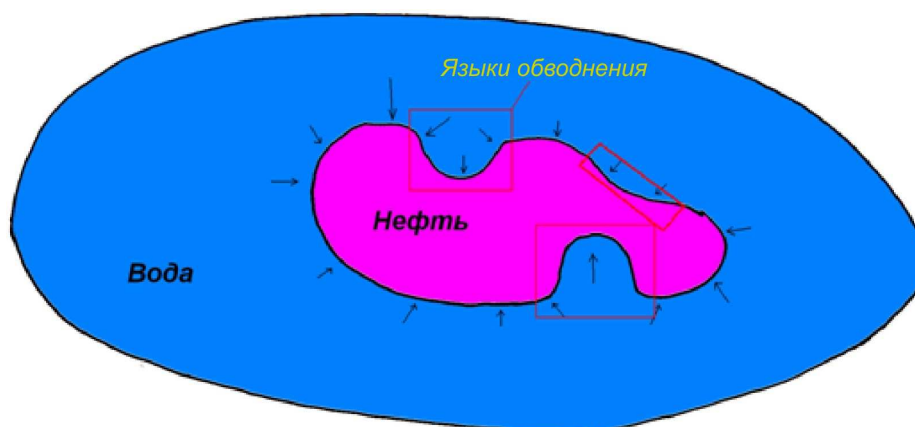


Рисунок 4 – Схема продвижения контурных вод

Схемы образования конусов подошвенной воды показаны на рисунке 5.

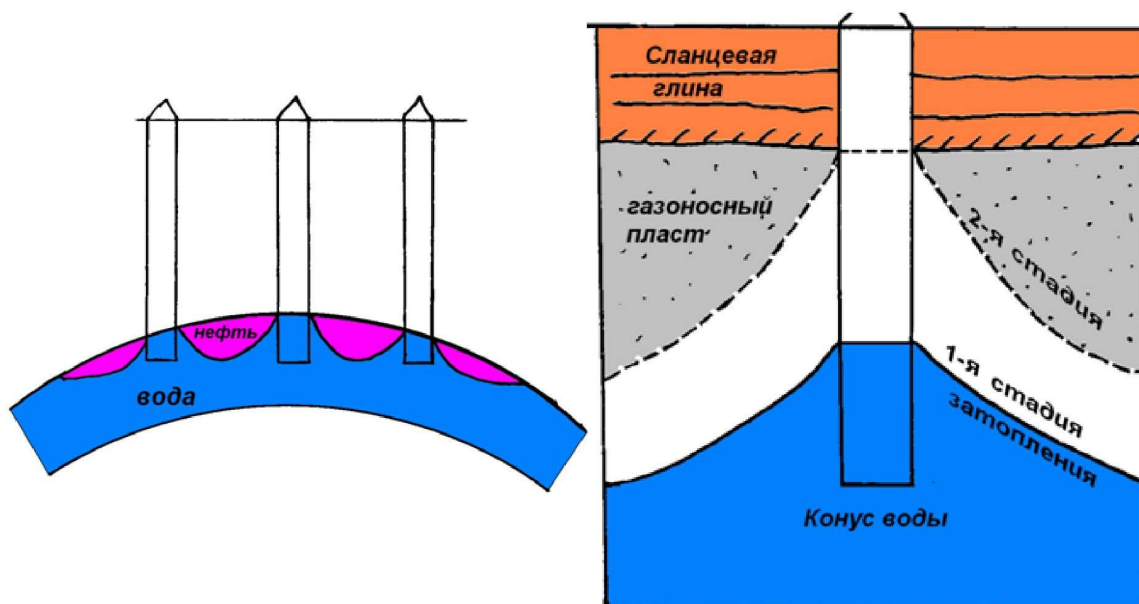


Рисунок 5 – Схемы образования конусов подошвенной воды

Гидрогеологические наблюдения

Наблюдения и исследования в процессе бурения скважин

При бурении скважин и вскрытии ими пластов, содержащих высоконапорную воду, последняя иногда начинает поступать в ствол скважины и оказывать влияние на глинистый раствор, вызывая изменения его свойств. За глинистым раствором произ-

водят систематические наблюдения. Периодически замеряют параметры глинистого раствора, нагнетаемого в скважину и поступающего из скважины.

Для исследования химического состава воды пробы её из скважины отбирают до тех пор, пока не установится постоянный состав воды, поступающей в ствол скважины. Для установления постоянства химического состава достаточно определения плотности и содержания иона хлора. После этого отбирают пробу воды для полного исследования её химического состава. Затем замеряют дебит воды, статический уровень и пластовое давление. Замеры пластовых давлений производят глубинными манометрами с одновременным замером температуры.

В случае фонтанирования скважины обязательно замеряют максимальное давление на устье закрытой скважины. Желательно замер максимального давления производить при закрытой скважине в течение такого промежутка времени, когда достоверно установлено, что оно больше не увеличивается. При замере максимального давления отсчёты давления на манометре делают через каждые 10–15 мин. По этим данным строят кривую нарастания давления, по характеру которой можно судить о проницаемости коллектора, содержащего воду.

Зная максимальное давление на устье скважины, глубину залегания опробуемого пласта, плотность фонтанирующей воды и её температуру по стволу скважины, нетрудно подсчитать пластовое давление.

Гидрогеологические наблюдения и исследования в процессе разработки нефтяных и газовых залежей

Исследования, связанные с разработкой нефтяных и газовых залежей, следует начинать в первых скважинах, в которых при опробовании получили притоки нефти и газа. На протяжении всего периода разработки нефтяной или газовой залежи надо обязательно проводить наблюдения и исследования по законтурным скважинам.

Наиболее важные изменения в залежи при её эксплуатации:

- изменение давления в залежи и перераспределение его по площади;
- изменение нефтегазонасыщенности и водонасыщенности пласта;
- перемещение водонефтяных, газонефтяных и газоводяных контуров;
- изменение физических и химических свойств извлекаемых из залежи нефти, газа и воды.

Для наблюдения за изменением степени обводнённости нефтяной или газовой залежи производят точные замеры дебитов жидкости и определяют содержание в ней нефти и воды по всем скважинам и в целом по залежи. Обычно эти данные обобщаются в виде кривых по отдельным наиболее характерным скважинам и обязательно по разрабатываемым залежам.

Законтурные скважины дают представление о пластовом давлении в период разработки и эксплуатации нефтяной или газовой залежи. Наблюдения за изменением уровней вод в этих скважинах осуществляются с начала разработки и эксплуатации нефтяной или газовой залежи. Наблюдения за изменением уровней вод в этих скважинах осуществляются с начала разработки нефтяной или газовой залежи путём непрерывного замера их регистрирующим уровнемером. Если законтурная скважина фонтанирует водой, то при помощи регистрирующего манометра производят непрерывное наблюдение за изменением давления на устье скважины. По данным получаемых записей уровнемером или регистрирующим манометром по каждой наблюдательной скважине строят график изменения динамического уровня по времени.

Малейшие изменения в отборе жидкости из залежи отражаются на положении уровня в законтурной скважине – если воды из залежи берётся меньше, то уровень в законтурной скважине возрастает.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин необходимо фиксировать дату появления признаков воды, а затем вести точный количественный учёт попутно добываемой воды. Пробу воды для химического анализа из эксплуатационных скважин отбирают примерно в следующей последовательности: при появлении воды в скважине в первые 3 месяца примерно через каждые 10 дней, в последующие месяцы первого года – 1–2 раза в месяц и в дальнейшем не менее 2 раз в год. В случае резкого изменения количества извлекаемой воды по той или иной скважине немедленно отбирают пробу воды для анализа.

Для изучения химического состава и свойств воды в пластовых условиях отбирают глубинные пробы воды из скважин, находящихся в опробовании или в эксплуатации. Отбор глубинных проб обычно производят специальными глубинными пробоотборниками.

Данные, получаемые в результате исследования глубинных проб вод, с успехом могут быть использованы для различных гидродинамических и других расчётов при проектировании рациональных систем разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, при оценке нефтewымывающих и коррозионных свойств воды, при вычислении скорости движения пластовых вод в приконтурной зоне и за её пределами. Эти данные также могут быть использованы и при создании различных карт прогнозов нефтеносности и газоносности недр.

Геотермические исследования

При осуществлении гидрогеологических исследований в пределах нефтяных и газовых месторождений обычно стремятся детально изучить температурные условия, существующие в недрах. В связи с применением высокочувствительных электрических термометров на полупроводниках (в том числе дифференциальных) можно широко осуществлять температурные измерения для решения различных задач нефтегазопромысловая геологии и гидрогеологии.

Геотермические исследования дают большой и надёжный материал для выяснения степени динамичности или, наоборот, застойности подземных вод, а также позволяют сделать обоснованное заключение о направлении подземного стока вод и его интенсивности. В результате изучения геотермических особенностей нефтегазовых месторождений уточняется их геологическое строение. Важное значение имеет изучение тепловых потоков.

Данные о существующих температурных условиях в недрах месторождений дают возможность правильно выбирать марки цемента при креплении водозакрывающих колонн в скважинах, при постановке цементных мостов, при различных ремонтно-изоляционных работах в скважинах. В том случае, когда указанные выше работы производят не располагая фактическими данными о существующих в скважине температурных условиях, могут происходить нежелательные явления – прихват бурильных труб или заливочных трубок схватившимся цементом. При проведении прострелочно-взрывных работ в скважинах надо располагать данными о температуре по всему стволу, чтобы избежать самопроизвольных срабатываний вне заданного интервала. Температурные условия в недрах влияют на физические свойства нефти (вязкость, поверхностное натяжение, способность поглощать газ), а изменение физических свойств нефти влечёт за собой изменение способности нефти к перемещению по пласту к забоям эксплуатационных скважин. Эти данные используются при решении вопросов, связанных с выбором расстояний между скважинами и рядами.

Изменения в залежи при её эксплуатации

На протяжении геологического времени отмечается изменение состава нефтей и газов за счёт окисления и перехода лёгких нефтей в тяжёлые и битумы. При движении по разломам нефть может достигнуть земной поверхности, окислиться, превратиться в битум, как это произошло на Атабасском месторождении битумных песков в Канаде. Если на пути движения нефти встретятся ловушки, то могут появиться вторичные залежи нефти и газа в вышезалегающих горизонтах. Примером тому могут служить залежи нефти в отложениях мелового возраста на Мангышлаке. Однако для полного разрушения залежей особенно крупных, типа Газли, необходимо несколько миллионов лет.

Вместе с исследованием скважин, расположенных в пределах контуров нефти и газоносности, наблюдают изменение уровней в пьезометрических скважинах и разведочных скважинах, оказавшихся за контуром нефтегазоносности, или скважинах, ранее эксплуатируемых и обводнённых пластовой водой.

Законтурные скважины дают представление о пластовом давлении в период разработки залежи и её эксплуатации.

Если законтурная скважина фонтанирует водой, то при помощи регистрирующего манометра производят непрерывное наблюдение за изменением давления на устье скважины. По этим данным по каждой наблюдательной скважине строят график изме-

нения динамического уровня во времени. Важно точно фиксировать дату появления признаков воды и вести точный количественный учёт попутно добываемой воды.

Режимы нефтяных залежей

Чем более открыта в гидрогеологическом отношении залежь, тем более высока вероятность её разрушения за счёт движения и обмывания водой. Знание геогидродинамической зоны (активного / свободного водообмена, затруднённого, отсутствие водообмена (весьма затруднённого)), в которой находится залежь (или нефтегазовое месторождение), даёт объективный материал для составления обоснованных, рациональных и экономически выгодных проектов разработки отдельных залежей и в целом месторождений.

Режимы нефтяных залежей подразделяются на различные типы в зависимости от преобладающего источника энергии в процессе эксплуатации. Выделяют следующие основные режимы нефтяных залежей:

- 1) водонапорный режим;
- 2) упруговодонапорный;
- 3) газонапорный (или режим газовой шапки);
- 4) режим растворённого газа;
- 5) гравитационный режим.

Первые три режима – это режимы вытеснения, а 4 и 5 – режимы истощения пластовой энергии. В реальных условиях иногда одновременно сосуществуют несколько режимов. При исследованиях надо устанавливать главный режим и сопутствующие ему режимы. В процессе эксплуатации они непрерывно изменяются вследствие изменения характера проявляющихся сил, изменения физических свойств коллектора, свойств нефти, газа и вод, температурных условий, принятых технологических схем эксплуатации, а также применяемых искусственных методов воздействия на залежь с целью интенсификации добычи нефти. Наконец, следует считаться с тем, что при эксплуатации нефтяной залежи режимы залежи могут сменяться. Можно преобразовывать малоэффективные режимы в режимы более эффективные, при которых возрастают коэффициенты нефтеотдачи; последнее достигается применением различных методов воздействия на нефтяную залежь. Следует всегда стремиться с максимальной полнотой использовать природные источники пластовой энергии, применяя для этого наиболее рациональные методы эксплуатации.

Водонапорный режим. При водонапорном режиме основной движущей силой, вытесняющей нефть к забоям эксплуатационных скважин, является напор краевых вод. При таком режиме в процессе эксплуатации скважины дебиты и давления остаются постоянными или несколько снижаются, если нарушается баланс между извлекаемой жидкостью из пласта и поступлением краевой воды в пласт. Газовые факторы обычно низкие и не изменяют своей величины во времени, т.е. остаются постоянными, если давление не снижается ниже давления насыщения нефти газом в залежи. В процессе эксплуатации и отбора жидкости (нефти и воды) происходит постоянное перемещение контура нефтеносности и, как следствие, обводнение эксплуатационных скважин краевыми водами. При появлении в эксплуатационных скважинах пластовых (краевых) вод добыча воды, поступающей совместно с нефтью, непрерывно увеличивается. В случае если водонапорная система, в пределах которой установлены нефтегазовые залежи, имеет значительные размеры, а в строении её принимают участие высокопроницаемые песчаные пласты и отмечается большое гипсометрическое превышение области питания по отношению к гипсометрической отметке залегания нефтяной залежи, то в пределах такой системы водонапорный режим нефтяной залежи будет весьма эффективным.

Упруговодонапорный режим. При любом режиме, как правило, проявляются упругие силы. Следовательно, упругий режим надо рассматривать не как самостоятельный режим, а как сопутствующую фазу водонапорного режима. Основным источником энергии при данной фазе является расширение воды, заключённой в коллекторе, и уменьшение объёма пор породы. Известно, что сама по себе упругость жидкости и пласта очень мала, но при значительных размерах водонапорных систем и больших пластовых давлениях в результате расширения жидкости и уменьшения объёма пор

(трещин) из пласта в скважины дополнительно вытесняется большое количество жидкости. Упругие свойства жидкости и пласта характеризуются соответственно коэффициентами сжимаемости жидкости и пласта.

Таким образом, при изучении гидродинамических систем, к которым приурочены нефтяные залежи, необходимо наряду с гидродинамическими характеристиками изучать и их упругоёмкость, что позволяет определять количество жидкости, которое может быть извлечено из залежей за счёт сил упругости при снижении давления от p_0 до p .

Наиболее эффективно упруговодонапорный режим проявляется при плохой или недостаточной связи с областью питания или в том случае, когда нефтяная залежь удалена от области питания на большое расстояние. При упруговодонапорном режиме, в отличие от чисто водонапорного, при одном и том же установившемся темпе отбора жидкости из залежи наблюдается непрерывное падение динамического давления. При этом режиме пластовое давление находится в тесной связи с текущим и суммарным отбором жидкости из залежи.

Газонапорный режим. По мере отбора нефти из нефтяной залежи пластовое давление постепенно снижается, а расширяющийся газ из газовой шапки вытесняет нефть к забоям эксплуатационных скважин. До подхода газа из газовой шапки к забоям эксплуатационных скважин газовые факторы резко возрастают, и в конечном итоге скважины переходят на фонтанирование газом. Если при наличии газовой шапки нефтяную залежь окаймляют ещё и напорные контурные воды, то газ как источник энергии в период эксплуатации преобладает. Но при непрерывном снижении пластового давления в газовой шапке наступает время, когда начинается процесс перемещения нефти под влиянием напора контурных вод в газовую шапку. Этого допускать нельзя, т.к. много нефти будет потеряно на смачивание сухих песков газовой шапки.

Режим растворённого газа. При режиме растворённого газа основным источником энергии, перемещающей нефть к забоям эксплуатационных скважин, являются пузырьки расширяющегося газа при выделении его из нефти. При эксплуатации нефтяной залежи, обладающей режимом растворённого газа, дебиты скважин и пластовые давления непрерывно снижаются. Газовые факторы в процессе эксплуатации нефтяной залежи также не остаются постоянными. В первый период они возрастают, затем наблюдается резкое снижение. В результате снижения пластового давления в нефтяной залежи появляется свободный газ, который значительно уменьшает фазовую проницаемость для нефти, а это приводит к снижению эффективности режима растворённого газа.

Контурные воды при данном режиме не внедряются в нефтяную залежь, а если перемещение всё же происходит, то обычно на небольшую величину. Залежам нефти, обладающим режимом растворённого газа, обычно свойственны коллекторы с низкой проницаемостью и небольшой пористостью. Пласты эти обладают значительной фациальной изменчивостью. В некоторых случаях пласты обладают постоянной мощностью, вполне удовлетворительной и даже хорошей проницаемостью и высокой пористостью, и только за пределами нефтяных залежей физические свойства коллекторов резко ухудшаются и иногда они переходят в сильно глинистые песчаники. Этот режим может проявляться в залежах с водонапорным режимом и режимом газовой шапки. Данный переход совершается тогда, когда чрезмерное снижение пластового давления приводит к снижению давления ниже давления насыщения нефти газом. В связи с более низким коэффициентом нефтеотдачи при этом режиме по сравнению с таковым при водонапорном режиме и режиме газовой шапки переход этот допускать нежелательно.

В зонах весьма затруднённого водообмена или отсутствия водообмена нефтяные залежи могут находиться под воздействием различных режимов, но чаще могут встречаться режимы растворённого газа и газонапорные. Однако если в зонах отсутствия водообмена пласты хорошо проницаемы, прослеживаются на значительной площади и имеют области питания, то в нефтяных залежах, приуроченных к ним, создаются условия, благоприятные для упруговодонапорного режима. Если продуктивные пласты не выходят на дневную поверхность и не имеют области питания или она удалена на очень большое расстояние от нефтяной залежи, то пластовые давления в таких залежах в процессе их разработки могут быстро снижаться, и упруговодонапорный режим будет переходить в режим растворённого газа.

Таким образом, различные гидрогеологические условия пластовых резервуаров оказывают непосредственное влияние на формирование условий для существования того или иного режима в нефтяных залежах данной зоны.

Гравитационный режим. Под гравитационным режимом понимают такой режим, когда энергия напора обусловлена исключительно силой тяжести самой нефти. Газ в нефтяной залежи, как правило, отсутствует. Данный режим принято подразделять на напорно-гравитационный режим и режим со свободным зеркалом нефти. Напорно-гравитационный режим проявляется в том случае, когда коллектор обладает высокой проницаемостью и имеет наклон. Продвижение нефти в сторону наклона в пониженные части пласта облегчено за счёт действия закона силы тяжести.

Дебиты скважин, забои которых расположены на наиболее низких гипсометрических отметках пласта, довольно высокие, коэффициент нефтеотдачи повышенный. Гравитационный режим со свободным зеркалом нефти наблюдается в пологозалегающих пластах, обладающих плохими коллекторскими свойствами. Уровни нефти в скважинах находятся, как правило, ниже кровли залежи. Дебиты скважин обычно низкие, так как нефть к забоям скважин притекает с ограниченной площади из зоны, прилегающей к данной скважине, вследствие чего образуется свободная поверхность нефти. Таким образом, на формирование гравитационного режима нефтяной залежи гидродинамические условия не оказывают заметного влияния.

Из сказанного выше можно сделать вывод о том, что детальное гидрогеологическое изучение различных стратиграфических комплексов осадочных отложений позволяет предвидеть возможные режимы основных залежей, которые подлежат разведке.

Правильные прогнозы в отношении режимов нефтяных залежей по новым районам, которые подлежат разведке с применением глубокого бурения, можно делать только после детальных региональных гидрогеологических, гидрохимических и геотермических исследований, изучения строения структур и фациально-литологических условий основных водоносных комплексов.

Контроль за обводнением скважин и залежей

Часто для интенсификации добычи нефти применяются методы искусственной закачки воды в пласт с целью увеличения пластового давления. Важно знать ряд химических свойств закачиваемой воды и воды, залегающей в пласте. Это необходимо для предотвращения закупорки пор пласта веществами, выпадающими из вод, и определения нефтewымывающих свойств закачиваемой воды.

Важной задачей, при решении которой используют данные нефтегазопромышленной гидрогеологии, является контроль за обводнением скважин и залежей в процессе разработки. Для выполнения этой задачи надо располагать наиболее детальной характеристикой химического состава вод разрабатываемого нефтегазоводоносного пласта и изменений этого состава в пределах разрабатываемой площади и прилегающих участков, а также состава закачиваемой воды (если производится закачка) и, наконец, данными о влиянии смешивания пластовых и закачиваемых вод на состав получающейся при этом смеси.

Необходимо обеспечить:

- 1) контроль за техническим состоянием скважин – определение наличия и мест аварийного притока вод в скважины;
- 2) контроль за обводнением и заводнением залежей – определение направлений и скоростей продвижения вод по пласту при разработке.

В первом случае при возникновении дефектов за контролем следует ремонт скважин, во втором – регулирование и корректировка разработки залежей.

Условиями определения мест проникновения вод в скважины являются гидрохимическая изученность всего разреза, знание гидрогеологических показателей отдельных горизонтов, изученность свойств вод эксплуатируемых горизонтов и распределения их по площади. Если воды разных горизонтов мало отличаются друг от друга, то это усложнит определение движения их внутри пласта. Иногда появление в скважине вод необычного состава объясняется подтоком из отдельных частей эксплуатируемого пласта, где гидрохимические показатели могут быть различными.

Учёт гидрогеохимических показателей необходим также и для предотвращения биохимического разрушения залежей, которое заключается в «поедании» углеводородов бактериями. Последние используют для жизнедеятельности органическое вещество, выделяя серу и сероводород. При этом увеличивается содержание тяжёлых углеводородов в нефтях. Бактерии-десульфаторы не могут развиваться при температурах более 80 °С, минерализации более 200 г/л и величине рН менее 5, поэтому в глубоких горизонтах этот вид разрушения залежей отсутствует. При образовании тектонических нарушений и поступлении инфильтрационных вод в глубокие горизонты там возобновляются процессы биохимического разрушения залежей. Косвенно о скорости протекания подобных процессов можно судить по интенсивности современного заражения бактериями нефтяных и газовых залежей Мангышлака и Западной Сибири за счёт закачки поверхностных вод для поддержания пластового давления. Разрушение протекает быстро, качество нефти ухудшается.

В заключении следует сказать, что учёт гидрогеологических данных (в частности, изменение процентного содержания воды в добываемой жидкости, изменение состава вод в эксплуатационных и наблюдательных скважинах и т.п.) нередко позволяет контролировать перемещение контуров водоносности и нефтеносности и обводнение скважин и залежей. По изменению состава вод в отдельных скважинах во времени, учитывая первоначальный характер размещения гидрохимических показателей по площади пласта, можно судить о темпе и направлении перемещения вод по пласту при его эксплуатации. Гидрохимические методы контроля за обводнением и заводнением залежей нефти обладают рядом значительных преимуществ перед другими методами (например, методом радиоизотопов): они отличаются технической простотой, дешёвой, большей надёжностью – хотя бы вследствие того, что предполагают одновременное использование большого числа параметров (компонентов ионного состава вод).

Литература:

1. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М. : Издательство «Недра», 1972. – 280 с.
2. Максимов В.М., Бабушкин В.Д., Веригин Н.Н. Справочное руководство гидрогеолога. – Л. : Издательство «Недра», 1979. – 512 с.
3. Бычинский В.А., Коновалова Н.Г. Гидрогеология нефти и газа. – Иркутск : Издательство Иркутского государственного университета, 2008. – 221 с.
4. Ланина Т.Д., Литвиненко В.И., Варфоломеев Б.Г. Процессы переработки пластовых вод месторождений углеводородов. – Ухта : УГТУ, 2006. – 172 с.
5. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. – М. : Издательство «Недра», 1975. – 216 с.
6. Брагин Ю.И., Вагин С.Б., Гутман И.С., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. Понятия, определения, термины. – М. : Недр-Бизнесцентр, 2004. – 399 с.
7. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2011. – 203 с.
8. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Петрушин Е.О. Разработка нефтяных месторождений : методические указания по выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 Нефтегазовое дело (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»). – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2015. – 39 с.
9. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Сиротин Д.Г. Разработка нефтяных месторождений : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 56 с.
10. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Сиротин Д.Г. Разработка нефтяных месторождений : методические указания по изучению дисциплины «Разработка нефтяных месторождений» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 44 с.
11. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Петрушин Е.О. Системы разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений : методические указания по выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 Нефтегазовое дело (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). – Краснодар : Изд-во КубГТУ, 2016. – 43 с.

References:

1. Kartsev A.A. Hydrogeology of oil and gas fields. – M.: Nedra publishing house, 1972. – 280 p.
2. Maximov V.M., Babyshkib V.D., Verigin N.N. Reference guide by the hydrogeologist. – L. : Nedra publishing house, 1979. – 512 p.
3. Bychinsky V.A., Konovalova N.G. Gidrogeologiya of oil and gas. – Irkutsk : Publishing house of the Irkutsk state university, 2008. – 221 p.
4. Lanina T.D., Litvinenko V.I., Varfolomeyev B.G. Processes of processing of reservoir waters of fields of hydrocarbons. – Ukhta : UGTU, 2006. – 172 p.
5. Zheltov Yu.P. Mechanics of oil-and-gas layer. – M. : Nedra publishing house, 1975. – 216 p.
6. Bragin Yu.I., Vagin S.B., Guttman I.S., Cholovsky I.P. Oil and gas geology and hydrogeology of deposits of hydrocarbons. Concepts, definitions, terms. – M. : Business center subsoil, 2004. – 399 p.
7. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 203 p.
8. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Petrushin E.O. Development of oil fields : methodical instructions on implementation of the term paper for students of all forms of education and MIPPS of the direction 21.03.01 Oil and gas business («Operation and Service of Facilities for Production of Oil» profile). – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2015. – 39 p.
9. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Sirotn D.G. Development of oil fields : methodical instructions to a practical training on discipline «Development of oil fields» for students bachelors of all forms of education and MIPPS of the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 56 p.
10. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Sirotn D.G. Development of oil fields : methodical instructions on studying of discipline «Development of oil fields» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 44 p.
11. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Petrushin E.O. Systems of development and operation of oil and gas fields : methodical instructions on implementation of the term paper for students of all forms of education and MIPPS of the direction 21.03.01 Oil and gas business («Drilling of Oil and Gas Wells» profile). – Krasnodar : Publishing house of KubGTU, 2016. – 43 p.