



УДК 553.982.2

## ЗАКОНОМЕРНОСТИ И ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ НЕФТИ И ГАЗА В ЗАЛЕЖАХ И МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

### REGULARITIES AND CHANGES IN PROPERTIES OF OIL AND GAS IN DEPOSITS AND FIELDS

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Березовский Денис Александрович**

заместитель начальника цеха филиала  
ООО «Газпром добыча Краснодар»,  
Каневское газопромисловоe управление  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Кусов Геннадий Владимирович**

аспирант,  
Северо-Кавказский федеральный университет  
de\_france@mail.ru

**Аннотация.** В статье показаны закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях – закономерности изменения свойств нефти и газа по объёму залежи; физико-химическое взаимодействие нефтей и газов с поступающими в пласт водами. Приведено изменение пластовых значений давления и температуры в процессе разработки залежи.

**Ключевые слова:** изменение свойств нефти и газа в залежах и месторождениях; закономерности изменения свойств нефти и газа по объёму залежи; физико-химическое взаимодействие нефтей и газов с поступающими в пласт водами; давление и температура в залежах; геотермическая ступень и геотермический градиент; пластовое давление; изменение пластовых значений давления и температуры в процессе разработки залежи.

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of oil and gas engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Berezovskiy Denis Aleksandrovich**

Deputy Chief of Department of the branch  
LLC «Gazprom mining Krasnodar»,  
Kanevskoe gas field department  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Kusov Gennady Vladimirovich**

Postgraduate Student,  
North-Caucasian Federal University  
de\_france@mail.ru

**Annotation.** The article shows the patterns and changes in the properties of oil and gas in deposits and fields – the patterns of changes in the properties of oil and gas in terms of the volume of deposits; physico-chemical interaction of oils and gases with the waters entering the reservoir. The change in reservoir values of pressure and temperature in the process of reservoir development is given.

**Keywords:** changes in the properties of oil and gas in deposits and deposits; patterns of changes in the properties of oil and gas volume of deposits; physico-chemical interaction of oils and gases with the waters entering the reservoir; pressure and temperature in deposits; geothermal step and geothermal gradient; reservoir pressure; change of reservoir values of pressure and temperature during the development of deposits.

#### Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях

В процессе разработки большинства залежей нефти и газа свойства добываемой продукции в той или иной степени изменяются по мере извлечения запасов. Это происходит как вследствие продвижения к забоям скважин новых порций нефти и газа из участков, удалённых от скважин и характеризующихся иными свойствами этих флюидов, чем в непосредственной близости к добывающим скважинам, так и в результате физико-химических изменений нефтей и газов, происходящих под влиянием внедряющейся в залежи воды и изменения пластовых давления и температуры. Поэтому для обоснованных прогнозов изменений свойств нефти и газа в процессе разработки необходимо иметь чёткие представления:

- а) о закономерностях изменения свойств нефти и газа по объёму залежи до начала разработки;
- б) о процессах физико-химического взаимодействия нефтей и газов с водами, поступающими в продуктивный пласт (особенно с закачиваемыми водами иного состава, чем пластовая вода);
- в) о направлениях перемещения флюидов в продуктивном пласте в результате эксплуатации скважин;
- г) об изменениях пластовых давления и температуры в течение периода разработки залежи.



### Закономерности изменения свойств нефти и газа по объёму залежи

Полное единообразие свойств нефти и растворённого в ней газа в пределах одной залежи – довольно редкое явление. Для нефтяных залежей обычно изменения свойств достаточно закономерны и проявляются, прежде всего, в увеличении плотности, в том числе оптической плотности, вязкости, содержания асфальто-смолистых веществ, парафина и серы по мере возрастания глубины залегания пласта, т.е. от свода к крыльям и от кровли к подошве в мощных пластах. Фактическое изменение плотности в пределах большинства залежей обычно не превышает  $0,05\text{--}0,07\text{ г/см}^3$ . Однако очень часто градиент нарастания плотности и её абсолютные значения резко возрастают в непосредственной близости к водонефтяному контакту (ВНК) (рис. 1; 1 и 2), где могут встречаться полутвёрдые асфальты и твёрдые битумы. Иногда эти малоподвижные нефтяные вещества образуют монолитный слой в подошве залежи, который полностью или частично запечатывает залежь, изолируя её от контурной водоносной зоны. Нередко плотность нефти выше изолирующего слоя практически постоянна (рис. 1; 3). В залежах «открытого» типа, приуроченных к пластам, выходящим на дневную поверхность, и запечатанных с головы асфальто-кирковыми породами, плотность нефти с увеличением глубины уменьшается, достигает минимума, а затем увеличивается по мере приближения к ВНК (рис. 1; 4).



Рисунок 1 – Принципиальная схема изменения плотности нефти по объёму залежей (по А.А. Карцеву)

Описанные закономерности наиболее характерны для высоких залежей месторождений складчатых областей. Основной причиной их образования является гравитационная дифференциация (расслоение) нефтей по плотности внутри залежи, подобно расслоению газа, нефти и воды в пределах пласта. Существенное изменение свойств нефтей в зоне ВНК и в верхних частях нефтяных залежей открытого типа связано с окислительными процессами.

Для залежей платформенных областей с невысоким этажом нефтеносности и обширной зоной ВНК гравитационное расслоение проявляется гораздо слабее и основное влияние на изменение свойств нефтей оказывают окислительные процессы в зоне, подстилаемой подошвенной водой. Степень их влияния убывает по направлению от внешнего контура нефтеносности к внутреннему. Также более интенсивно они проявляются в лобовых частях залежей, омываемых свежими порциями пластовых вод. Нефть в тыловых участках обычно менее подвержена воздействию окислительных процессов. Поэтому для платформенных залежей обычно плотность нефти, её вязкость и содержание асфальто-смолистых веществ концентрично увеличиваются по площади от центральных участков к периферийным, достигая максимальных значений в «лобовых» (по отношению к направлению давления пластовых вод) частях залежей.

Некоторые платформенные залежи нефти характеризуются однонаправленным линейным изменением свойств нефти по площади, которое не связано явным образом с положением внутреннего контура и водонефтяной зоны.

Одновременно с увеличением плотности нефти, как правило, растут её вязкость, содержание асфальто-смолистых веществ и парафина, а также уменьшаются газосодержание и давление насыщения растворённых газов.

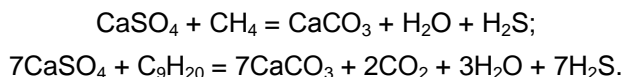
Для газовых залежей во многих случаях наблюдается относительная стабильность состава газов по объёму залежей, особенно залежей сухого газа, где преобладающий компонент – метан. Тем не менее, несмотря на высокую диффузионную активность газов, изменчивость их состава в пределах единой залежи – далеко не редкое явление. Наиболее резко она проявляется в содержании кислых компонентов – углекислоты  $\text{CO}_2$  и особенно сероводорода  $\text{H}_2\text{S}$ . В распределении сероводорода обычно наблюдается зональность, выражающаяся в закономерном изменении концентраций сероводорода по площади. Явных закономерных изменений концентрации по высоте залежи обычно нет.

Газоконденсатные залежи без нефтяной оторочки с невысоким этажом газоносности и невысоким конденсатогазовым фактором, как правило, имеют довольно стабильный состав газа, состав и выход конденсата. Однако при высоте газоконденсатной залежи более 300 м начинают заметно проявляться процессы гравитационного расслоения, приводя к увеличению содержания конденсата вниз по падению пласта, особенно резко – для залежи с высоким этажом газоносности и нефтяной оторочкой. В этом случае содержание конденсата в пониженных участках залежи может быть в несколько раз выше, чем в своде залежи. Известны, в частности, примеры, когда конденсатогазовый фактор в скважинах присводной части залежи составлял  $180\text{ см}^3/\text{м}^3$ , а вблизи газонефтяного контакта –  $780\text{ см}^3/\text{м}^3$ , т.е.



в пределах одной залежи содержание конденсата изменялось в 4 раза. Колебания в 1,5–2,0 раза обычны для многих месторождений с высокими этажами газоносности при выходе конденсата более  $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$ .

Физико-химическое взаимодействие нефтей и газов с поступающими в пласт водами. Продвижение воды в нефтяной пласт при разработке в условиях водонапорного режима приводит к изменению сложившегося равновесия между пластовыми водами и нефтями, приводя к процессам взаимного растворения, химическим и биохимическим реакциям. Особенно активна в этом отношении вода, искусственно нагнетённая в пласты для поддержания пластового давления, химический состав которой, как правило, резко отличен от состава пластовых вод. Основным процессом, приводящим к изменению свойств нефти, является биохимическое окисление углеводородов за счёт сульфатов, растворённых в воде. Химически этот процесс выражается уравнением типа:



Лёгкие парафиновые углеводороды при восстановлении сульфатов окисляются до двуокиси углерода и воды, а тяжёлые, начиная с  $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$ , превращаются в полинафтенаты. Однако независимо от конечных пунктов окисления углеводородов восстановление сульфатов во всех случаях приводит к потере лёгких фракций нефти, увеличению её плотности и вязкости и обогащению нефти (и воды) сероводородом и углекислым газом, что также снижает pH воды. Сероводородное заражение – одно из важнейших последствий этого процесса и в то же время надёжный индикатор его протекания.

В настоящее время можно считать доказанным, что процесс восстановления сульфатов за счёт окисления нефти и образования сероводорода при разработке нефтяных месторождений происходит биогенным путём в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (*Desulfovibrio desulfuricans*).

Специальными лабораторными исследованиями было установлено, что жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий подавляется при температуре выше 80–90 °С и минерализации воды более 100–150 г/л. Промысловые наблюдения подтверждают эти данные.

Сероводород отмечен в тех залежах, в которые в процессе разработки закачивают поверхностные пресные и морские воды или подземные воды неглубоких горизонтов, и неизвестен при закачке высокоминерализованных пластовых или сточных вод (рассолов). Во всех случаях сероводородного заражения нефтяных пластов в нефти и попутной воде были обнаружены сульфатвосстанавливающие бактерии, максимальное их количество достигало  $10^4/10^7$  клеток в 1 мл воды (Ромашкинское месторождение).

В глубокие нефтяные пласты бактерии заносят вместе с нагнетаемой водой. В естественных условиях сульфатвосстанавливающие бактерии встречаются в речных и морских водах, но особенно многочисленны в водах неглубоких подземных горизонтов, содержащих углеводороды. Сульфаты весьма распространены в морской и пресной водах, содержатся в некоторых пластовых водах, а также выщелачиваются закачиваемой водой из гипсоносных пород.

Промысловые наблюдения показывают, что обычно сероводород появляется в призабойной зоне нагнетательных скважин через год после закачки воды, содержащей сульфатвосстанавливающие бактерии. По мере процесса разработки он достигает забоев эксплуатационных скважин, концентрируясь главным образом в попутных водах. Максимальные содержания достигают нескольких сот миллиграммов на 1 л, нередко концентрации до 100 мл/л, обычные значения 40–50 мл/л. С появлением сероводородной воды в эксплуатационных скважинах заметно увеличивается скорость коррозии нефтепромыслового оборудования. В настоящее время борьбе с сероводородным заражением нефтяных пластов уделяется большое внимание.

К изменению состава нефти и растворённого газа в процессе разработки при нагнетании в пласт воды приводит также избирательное растворение ряда компонентов в воде. Наиболее высокой растворимостью в воде обладают метан и азот, их содержание в попутном газе в процессе разработки с заводнением обычно заметно уменьшается. Уменьшение газосодержания пластовой нефти за счёт удаления наиболее растворимых компонентов газа приводит к весьма заметному снижению давления насыщения, увеличению плотности и вязкости пластовой нефти.

### Давление и температура в залежах

В разрабатываемых залежах известна температура от близкой к нулю в газогидратных залежах до первых сотен градусов в глубокозалегающих пластах. Так, например, в скважине № 1 Беневок (Техас, США) температура на глубине 7266 м достигает 291 °С.

Температура в залежах зависит от глубины их залегания и геотермических особенностей соответствующего участка земной коры. Наиболее характерными показателями температурной обстановки в недрах являются *геотермическая ступень* и *геотермический градиент*. Изменение температуры в залежах оказывает существенное влияние на содержащиеся в них нефть и газ. Так, повышение температуры вызывает снижение вязкости нефти и воды и увеличение вязкости газов. Изменение температуры пласта ведёт к изменению объёма газа, воды и породы. При увеличении температуры в



изолированном резервуаре повышается давление. Значительный рост температуры может привести к существенной перестройке углеводородных молекул. С изменением температуры связано изменение соотношения фаз в залежи и растворимости газов в нефти и воде. С повышением температуры, как правило, увеличивается растворимость солей в воде и растёт минерализация вод. С ростом минерализации уменьшается растворимость газов в воде.

*Давление в залежи* (или *пластовое давление*) представляет собой давление, которое флюиды оказывают на вмещающие их породы. Давление в залежи на контакте с водой предопределяется гидростатическим давлением в резервуаре на данном уровне.

В залежи вследствие наличия разницы между плотностями находящихся в них флюидов возникает избыточное давление  $\Delta p_{изб}$ , представляющее собой разницу между давлением в точке измерения внутри залежи УВ и тем давлением, которое наблюдалось бы в этой точке в случае отсутствия скопления УВ и заполнения всей ловушки пластовой водой:

$$\Delta p_{изб} = p_{зал} - p_{гид},$$

где  $p_{зал}$  – давление, измеренное в залежи;  $p_{гид}$  – гидростатическое давление, соответствующее выоте точки замера в залежи.

Избыточное давление в любой точке нефтяной или газовой залежи определяется по формуле:

$$\Delta p_{изб} = h \cdot (\rho_{воды} - \rho_{нефти(газа)}),$$

где  $h$  – высота точки определения в нефтяной или газовой залежи над поверхностью раздела с водой;  $(\rho_{воды} - \rho_{нефти(газа)})$  – разница плотностей воды и нефти или газа.

Избыточное давление в любой точке газовой шапки рассчитывают по уравнению:

$$\Delta p_{изб} = h_n \cdot (\rho_{воды} - \rho_{нефти}) + h_g \cdot (\rho_{воды} - \rho_{газа}),$$

где  $h_n$  – высота нефтяной части залежи;  $h_g$  – высота точки определения над разделом «газ – нефть».

По формуле возможно определение положения разделов «газ – нефть», «нефть – вода» или «газ – вода» в пространстве по замерам давления в одной скважине, пробуренной на залежь, при условии, что известно положение пьезометрической поверхности в резервуаре.

Энергетическое состояние залежи также в значительной степени обусловлено её температурным режимом и пластовым давлением. Говоря об энергии залежей, следует различать свободную химическую и потенциальную энергию. Запасы свободной химической энергии (основной объект добычи) определяются количеством УВ и их химическим составом – однако энергия, как правило, не используется при разработке. Находящиеся в резервуаре вода, нефть и газ образуют энергетическую систему. Обычно (но далеко не всегда) основной запас потенциальной энергии такой системы определяется энергией воды.

Изменение пластовых давления и температуры в процессе разработки залежи. Разработка залежей, сопровождающаяся изменением давления (иногда и температуры), нарушает термодинамические равновесия подземных флюидов и приводит к существенному изменению состава и свойств добываемых нефти и газа.

Для нефтяных залежей снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом вызывает снижение газосодержания пластовой нефти. Вследствие этого увеличиваются её вязкость и плотность, уменьшается объёмный коэффициент. Однако процессы подземной дегазации практически не отражаются на свойствах добываемой нефти, но приводят к изменению состава попутно добываемого газа. В соответствии с особенностями растворимости газов в нефти, при снижении пластового давления в залежи первыми переходят в свободную газовую фазу наименее растворимые азот и метан, затем при ещё большем снижении давления освобождаются этан, пропан, бутан и др., а в конечной стадии дегазации – углекислота и сероводород. В соответствии с этим попутные газы могут резко изменить свой состав в процессе разработки на режиме истощения. Увеличение содержания  $\text{CO}_2$  в составе попутного газа может быть вызвано его выделением не только из нефти в результате снижения пластового давления, но и из водорастворённого газа. Рост содержания  $\text{CO}_2$  за счёт его выделения из пластовых вод проявляется при сильном обводнении продукции на заключительной стадии разработки.

В нефтяных залежах с газовой шапкой, содержащей много газоконденсата, при снижении давления конденсат выпадает в жидкую фазу и смешивается с нефтью, в результате чего добываемая жидкая продукция характеризуется постепенным уменьшением плотности и увеличением выхода светлых фракций.



Для месторождений, нефти которых содержат большое количество парафина, выделение растворённого газа вследствие снижения пластового давления и снижение пластовой температуры вследствие закачки холодной воды могут привести к выделению парафина из растворённого состояния в свободную твёрдую фазу. Результат этого процесса – уменьшение содержания парафина в добываемой нефти и снижение её плотности. Однако кристаллизация парафина в пласте крайне нежелательна для разработки нефтяных месторождений, поскольку выпавшие кристаллы парафина резко ухудшают условия фильтрации нефти и приводят к снижению коэффициента нефтеотдачи. Для рациональной разработки таких месторождений необходимо исследовать распределение парафина в нефтях и условия его кристаллизации при изменении термобарических условий.

Тепловая обработка забоев скважин и тепловые методы воздействия на нефтяные пласты с парафинистой нефтью обычно приводят к увеличению содержания парафина в добываемой продукции. Пар и горячая вода способствуют выносу из пласта парафина с повышенной температурой плавления. При разработке чисто газовых залежей обычно не наблюдается сколько-нибудь существенных изменений содержания основных компонентов газа. Только на заключительных стадиях отбора газа при резко сниженном пластовом давлении состав газа несколько обогащается компонентами, ранее находившимися в растворённом состоянии в погребённой и пластовой водах, например, двуокисью углерода и сероводородом. В связи с высокой растворимостью этих газов в воде их общее количество в погребённой воде может превышать запасы в свободной фазе и при большом снижении пластового давления выделение этих газов из воды приводит к заметному возрастанию их содержания в составе добываемого газа. В частности, содержание сероводорода к концу разработки некоторых газовых залежей увеличилось в 2–4 раза. Для прогноза столь существенных изменений состава газа необходимо подсчитать начальные запасы этих компонентов как в свободном газе, так и в водорастворённом, и знать изменения их растворимостей в зависимости от падения пластового давления. Следует также учитывать, что в пустотном пространстве коллекторов многих газовых залежей содержится помимо погребённой воды связанная нефть, в которой кислые компоненты газов ( $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ ) также хорошо растворяются. Поэтому связанная нефть газовых залежей может быть дополнительным источником обогащения газов углекислотой и сероводородом на заключительной стадии разработки.

#### Литература:

1. Габриэлянц Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. – М. : Недра, 2003. – 285 с.
2. Ерёменко Н.А. Справочник по геологии нефти и газа. – М. : Недра, 2002. – 485 с.
3. Ланчаков Г.А., Ставицкий В.А. Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса : сборник научных трудов ООО «Газпром добыча Уренгой». – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 366 с.
4. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
5. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019.
6. Соколов В.Л., Фурсов А.Я. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М. : Недра, 2000. – 296 с.
7. Справочник нефтепромысловой геологии / под ред. Н.Е. Быкова. – М. : Недра, 2001. – 525 с.
8. Спутник нефтегазопромыслового геолога: справочник / под ред. И.П. Чоловского. – М. : Недра, 2000. – 376 с.
9. Свойства нефти и газа в залежах и месторождениях, их закономерности и изменения. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68b4d43a88421216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68b4d43a88421216c27_0.html)
10. Алхашман В.Х. Геология нефти // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 28–29.
11. Багаудинова Р.А. Современные тектонические обстановки как фактор образования и разрушения нефтегазовых залежей // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 34–35.
12. Султанов Л.А. оглы, Нариманов Н.Р. оглы, Самед-заде А.А. кызы. Геологическое строение месторождения Нефт Дашлары и анализ закономерности изменения коллекторских свойств пород продуктивной толщи в зависимости от глубины их залегания // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 196–203.

#### References:

1. Gabrielyants G.A. Geology of oil and gas fields. – M. : Nedra, 2003. – 285 p.
2. Eryomenko N.A. Reference book on geology of oil and gas. – M. : Nedra, 2002. – 485 p.
3. Lanchakov G.A., Stavitsky V.A. Problems of development of fields of the Urengoy complex : collection of scientific works of LLC Gazprom dobycha Urengoy. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2008. – 366 p.
4. Priests V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, investigation and operation of oil and gas fields : manual. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
5. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. FGBO VO KubGTU, 2019.
6. Falcons V.L., Fursov A.Ya. Search and investigation of oil and gas fields. – M. : Nedra, 2000. – 296 ps.



7. The reference book of oil-field geology / under the editorship of N.E. Bykov. – M. : Nedra, 2001. – 525 p.
8. Companion of the oil and gas geologist : the reference book / under the editorship of I.P. Cholovsky. – M. : Nedra, 2000. – 376 p.
9. Properties of oil and gas in deposits and fields, their regularities and changes. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68b4d43a88421216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68b4d43a88421216c27_0.html)
10. Alkhashman V.H. Oil geology // Bulatovsky readings. – 2017. – V. 1. – P. 28–29.
11. Bagautdinova R.A. Modern tectonic situations as factor of education and destruction of oil and gas deposits // Bulatovsky readings. – 2017. – V. 1. – P. 34–35.
12. Sultans L.A., Narimanov N.R., Samed-zade A.A. A geological structure of the field of Neft Dashchlara and the analysis of regularity of change of collection properties of breeds of productive thickness depending on depth of their bedding // Bulatovsky readings. – 2018. – V. 1. – P. 196–203.