
OIL AND GAS ENGINEERING, GEOLOGY
МҰНАЙ ГАЗ ИНЖЕНЕРИЯСЫ ЖӘНЕ ГЕОЛОГИЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ ИНЖЕНЕРИЯ И ГЕОЛОГИЯ

УДК 553.982.23.053
МРНТИ 38.53.17

<https://doi.org/10.55452/1998-6688-2023-20-4-118-126>

АЯГАНОВА А.И.

Казахстанско-Британский технический университет,
050000, г. Алматы, Казахстан
E-mail: a_ayaganova@kbtu.kz

**КЛАССИФИКАЦИЯ ДВУХФАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
В СВЯЗИ С ИХ ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗВЕДКОЙ
НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МАНГЫШЛАКА**

Аннотация

Ни одна из существующих классификаций не дает возможности четко подразделить двухфазные залежи на различные виды от нефтяных с газовыми шапками до газовых с нефтяными оторочками. В классификации должны учитываться принципиальные отличия двухфазных залежей, влияющие на особенности разведки. Таким образом, целесообразнее все залежи, в которых поисковыми работами установлено наличие нефти и свободного газа, называть нефтегазовыми или газонефтяными. Значение этих терминов в данном случае следует признавать одинаковым. Лет 40 назад и по этому вопросу в статьях устраивались обсуждения: одни говорили, что главный в залежи флюид стоит в конце и если залежь названа газонефтяной, то преобладает в ней нефть, а другие утверждали, что в названии залежи, в которой преобладает нефть, она должна стоять впереди – нефтегазовая. В настоящей статье обсуждается, чем вызвано противоречие известных классификаций двухфазных углеводородных залежей. Рассмотрены варианты использования предложенных классификаций для обоснования и рационального проведения разведочных работ на месторождениях Тасбулат и Жетыбай. По результатам исследования предложена наиболее приемлемая классификация на стадии промышленной разведки как с точки зрения выбора местоположения и количества разведочных скважин, так и возлагаемых на них задач.

Ключевые слова: классификация, углеводороды, месторождение, объем, нефтяная залежь, газонефтяная залежь, газовая шапка, двухфазная залежь, промышленная разведка.

Введение

Классификацией двухфазных углеводородных залежей с учетом соотношения газовой и нефтяной частей применительно к задачам промышленной разведки в шестидесятых годах занимались многие геологи. В это время был резкий подъем разведочных работ, связанный в первую очередь с открытием таких нефтяных гигантов, как Мангышлак и Западная Сибирь. В этих нефтяных провинциях было обнаружено немало двухфазных залежей самого разнообразного строения. Требовался подсчет запасов, геометризация этих залежей и совершенствование методики разведки подобных залежей, а для этого их нужно было как-то систематизировать, классифицировать.

Важность этой классификации несомненна в связи с тем, что при одном и том же типе ловушки, с которой может быть связана двухфазная залежь, на стадии промышленной разведки решающую роль имеет характер соотношения газовой и нефтяной частей залежи.

Основные положения

В классификации А.Н. Мустафинова [1] среди двухфазных залежей по соотношению объемов, занятых нефтью и свободным газом, выделены газовые и газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками, в которых значительно преобладает объем, занятый газом. Также выделяются нефтяные залежи с газовыми и газоконденсатными шапками, в которых значительно преобладает объем, занятый нефтью, и газонефтяные и нефтегазоконденсатные залежи, для которых не отмечаются резкие различия объемов, занятых нефтью и газом.

В таблице 1 представлена классификация, предложенная В.Г. Васильевым. В основу подразделения двухфазных залежей по данной классификации, в отличие от классификации Мустафинова, положено соотношение не объемов, занятых нефтью и газом, а геологических запасов нефти и свободного газа.

Таблица 1 – Классификация месторождений по фазовому состоянию углеводородов (по В.Г. Васильеву и Н.А. Еременко, 1966)

Типы месторождений по фазовому состоянию	Залежи, из которых состоят месторождения		
Газовые	Г (газовые) ГК (газоконденсатные)		
Нефтегазовые (суммарные запасы газа преобладают над запасами нефти)	НГ (нефтегазовые) Г ГН (газонефтяные) Н (нефтяные) ГК		
Газонефтяные (суммарные запасы нефти преобладают над запасами газа)	ГН Н НГ ГК Г		
Нефтяные	Н		
Газоконденсатные	ГК К Г		
Нефтегазоконденсатные	Г Н ГН	НГК ГКН ГК	НГ К

Принципы, положенные в основу классификаций Мустафинова и Васильева, будучи на первый взгляд аналогичными, по существу часто приводят к тому, что одни и те же залежи по этим классификациям попадают в противоположные группы [2]. Так, по классификации Васильева все двухфазные залежи, открытые в юре на месторождениях Мангышлака [8], должны быть отнесены к нефтяным залежам с газовыми и газоконденсатными шапками, так как запасы газа в них составляют от 0,02 до 0,57 от геологических запасов нефти, и только в залежи первого горизонта Тасбулата достигают 0,95. В то же время в шести из девятнадцати залежей объемы, занятые газом, превосходят объемы, заполненные нефтью, в 1,2–2,95 раза, и эти залежи по классификации Мустафинова должны быть отнесены к газовым или газоконденсатным с нефтяной оторочкой. Это противоречие вызвано тем, что соотношение объемов, занятых газом и нефтью, превосходит соотношение запасов газа и нефти на разведанных залежах в три-семь раз, причем это превосходство уменьшается с глубиной по мере нарастания пластового давления.

По этой же причине залежи с одинаковым строением, заполнением ловушки, коллекторскими свойствами и другими параметрами, характеризующими объемы, занятые нефтью и газом, будут иметь на различных глубинах разное соотношение между запасами нефти и газа, и по классификации Васильева будут относиться к различным видам. Так, в залежи первого продуктивного горизонта Тасбулатского месторождения, залегающей на глубине 1900 м при пластовом давлении 19,1 МПа, запасы газа составляют 1,8 млрд м³, геологические запасы нефти – 1,9 млн т, а их соотношение равно 0,95 [10]. Если эту залежь поднять на 500 м, то запасы газа в ней сократятся до 1,3 млрд м³, и при отношении запасов газа к нефти 0,68 залежь должна быть отнесена к нефтяной с газоконденсатной шапкой. Если эту же залежь опустить на 500 м до глубины 2400 м, то запасы газа в ней увеличатся до 2,3 млрд м³ и будут превышать запасы нефти в 1,2 раза, а залежь должна именоваться газоконденсатной с нефтяной оторочкой. Таким образом, отнесение двухфазных залежей к какой-либо группе по классификации Васильева не может служить основой для выбора методики промышленной разведки выявленной залежи.

Предложенное Мустафиновым разделение залежей по преобладанию объема, занятого газом или нефтью, также не дает принципиального различия между нефтяной залежью с газовой шапкой и газовой залежью с нефтяной оторочкой, необходимого для обоснования и рационального проведения разведочных работ. Соотношение объемов может быть обусловлено многими причинами, в частности замещением пластов-коллекторов непроницаемыми породами на отдельных участках структуры и по разрезу различными коллекторскими свойствами и другими. В результате нефтяная часть залежи с превосходящим объемом порового пространства может не иметь практического значения и залежь, именуемая как нефтяная с газовой шапкой, будет разрабатываться как газовая и, наоборот, залежь, в которой газовый объем превосходит объем нефтяной части, может разрабатываться как нефтяная [6, 7].

Так, залежь второго горизонта Жетыбайского месторождения, в которой объем, занятый газом, больше объема, заполненного нефтью, по классификации Мустафинова относится к газовой с нефтяной оторочкой. В то же время залежь разрабатывалась как нефтяная с газовой шапкой, и основные разведочные работы на ней направлялись на изучение нефтяной части, содержащей в три с половиной раза запасов больше, чем газовая. На Тасбулатском месторождении залежи первого и второго горизонтов с аналогичным строением и почти одинаковой высотой залежей должны разведываться исходя из одних и тех же принципов, а по классификации Мустафинова они относятся к разным группам. Это обусловлено различными толщинами коллекторов и их физическими свойствами, в результате чего в первой объем, занятый газом, в три раза больше объема, занятого нефтью, и залежь именуется газовой с нефтяной оторочкой, а во второй нефть занимает объем больший, чем газ, и залежь относится к нефтяной с газовой шапкой.

Кроме того, отнесение залежей к какой-либо группе согласно этим классификациям возможно только при завершении промышленной разведки месторождения. В итоге такие классификации должны определять принципиальную схему разработки залежи [5]. Однако обе практически не касаются промышленного значения отдельных частей двухфазных залежей.

В этом отношении представляет большой интерес классификация двухфазных залежей, предложенная В.П. Савченко и М.Я. Зыкиным [4]. Нефтяными залежами с газовыми шапками они называют залежи, у которых разработка газовой части совсем не производится или производится только в интересах разработки нефтяной части. Газовыми залежами с нефтяной оторочкой независимо от величины запасов газа и нефти и от соотношения объемов, занимаемых флюидами, называются те залежи, газовая часть которых разрабатывается как самостоятельный объект, а нефтяная оторочка разрабатывается попутно или вообще не разрабатывается. По этой классификации можно уверенно подразделить залежи при выборе рациональной системы разработки, но для обоснования варианта разведочных работ она, как и ранее рассмотренные классификации, не может быть использована.

Различие факторов, определяющих особенности разведки залежей, содержащих нефть и свободный газ, наиболее полно учитываются в классификации, предложенной В.Н. Самарцевым [3]. Он шел, казалось бы, от простого (если две фазы, то классифицировать нужно по их соотношению: одну по объемам, другую по запасам), но, как оказалось, это

не выявило принципиальных различий в строении залежей, влияющих на особенности их разведки. А Самарцев вышел за лежащие на поверхности признаки и в основу классификации положил условия заполнения ловушки флюидами. По этому принципу выделены три типа залежей: I тип – этаж газоносности больше толщины продуктивного горизонта; II тип – этаж газоносности меньше, а этаж нефтегазоносности больше толщины продуктивного горизонта; III тип – этаж нефтегазоносности меньше толщины продуктивного горизонта.

А дальше в залежах каждого типа по соотношению объемов нефти и свободного газа Самарцевым выделяются нефтяные залежи с газовой шапкой, нефтегазовые, газонефтяные и газовые залежи с нефтяной оторочкой. Такое подразделение двухфазных залежей приближается к классификации Васильева и сохраняет те же недостатки, не позволяющие рационально направлять промышленную разведку.

Видимо, при разделении двухфазных залежей на виды в пределах выделенных Самарцевым типов следует продолжить принятый принцип и производить в зависимости от соотношения высот нефтяной и газовой части и угла падения пород, что в плане выражается различным взаимным положением контуров нефтеносности и газоносности. Выделенные таким образом виды залежей будут иметь свои особенности расположения разведочных скважин по площади и возлагаемых на них задач.

Обзор литературы

Известно, что большинство существующих классификаций залежей нефти и газа основано на структурно-морфологическом принципе. Эти классификации имеют большое значение в решении поисковых задач. В меньшей мере разработана классификация залежей нефти и газа, учитывающая количественные соотношения газообразной и жидкой фаз углеводородов в пласте и имеющая важное значение при решении вопросов, прежде всего связанных с разработкой залежей.

В журнале «Геология нефти и газа» № 12, 1962, в статье А.Н. Мустафинова «Классификация залежей углеводородов по фазовому состоянию и соотношению объемов газообразной и жидкой фаз в пласте» описываются факторы, обуславливающие различие залежей углеводородов. Как считает А.Н. Мустафинов, в существующих классификациях недостаточно отражены газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи, не полностью охарактеризован ряд особенностей контактовых соотношений газа и нефти с водой. При разработке рациональной классификации А.Н. Мустафинова определенное значение придается установлению единой терминологии, которая отвечает современному уровню научных знаний о залежах нефти и газа.

Для залежей двухфазной системы, газонефтяных и нефтегазоконденсатных, большое значение приобретает соотношение в них объемов газа и нефти. Такое соотношение характеризуется тем, что объем, занимаемый газом, значительно превосходит объем нефтяной залежи, так что в ряде случаев нефтяная залежь настолько мала, что не имеет промышленного значения. Такой вид системы носит название «газовая залежь с нефтяной оторочкой» или «газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой». В некоторых случаях нефтяная оторочка подстилает не всю залежь газа, а лишь часть ее. Ряд газовых залежей имеют нефтяные оторочки, сдвинутые к периферии структуры, где образуют иногда значительную свободную от газа нефтяную залежь. Наблюдается более сложный характер формирования залежи, когда одна часть залежи контактирует с пластовой водой, другая – с нефтью.

В некоторых случаях нефтяная оторочка бывает настолько мала, что при подготовке газовой залежи к разработке остается незамеченной, и залежь ошибочно считают чисто газовой или газоконденсатной.

Между тем наличие даже весьма малой нефтяной оторочки, подстилающей газовую залежь, является основанием считать ее газонефтяной или нефтегазоконденсатной, т.е. она относится к двухфазной системе. В этом случае процесс вытеснения газа, естественно, будет протекать по иному принципу и коэффициент газоотдачи будет другой. Поэтому установление нефтяной оторочки газовых залежей очень важно.

В книге «Геология нефти и газа» Еременко Н.А. приводится классификация И.О. Брода в виде схемы соотношения в залежах нефти, газа и воды (таблица).

Классификация залежей по соотношению подвижных веществ в природных резервуарах			
Группы (классы)	Водонапорные залежи	Залежи, подстилаемые водой	Безводные залежи
Чисто газовые залежи	Водонапорные газовые залежи	Подстилаемые водой газовые	Безводные газовые залежи
Нефтяные	Водонапорные нефтяные залежи с газовой шапкой	Подстилаемые водой нефтяные залежи с газовой шапкой	Безводные нефтяные залежи с газовой шапкой
Нефтяные залежи, богатые газом, растворенным в нефти	Водонапорные нефтяные залежи, богатые газом, растворенным в нефти	Подстилаемые водой нефтяные залежи, богатые газом, растворенным в нефти	Безводные нефтяные залежи, богатые газом, растворенным в нефти
Нефтяные залежи, мало насыщенные газом	Водонапорные нефтяные залежи, мало насыщенные газом	Подстилаемые водой нефтяные залежи, мало насыщенные газом	Безводные нефтяные залежи, мало насыщенные газом

Соотношение в залежи между нефтью, газом и водой, безусловно, является следствием генетических условий формирования залежей. Однако приведенная схема в этом отношении не отражает всех тех явлений, которые должны быть здесь учтены. В 1966 г. В.Г. Васильевым, Н.С. Ерофеевым, С.Р. Коробовым была предложена классификация по фазовому состоянию углеводородов, образующих залежи. По этой классификации авторы предлагают различать следующие типы залежей по фазовому состоянию: газовые, газоконденсатно-газовые, газоконденсатные, конденсатные, залежи переходного состояния, нефтяные, нефтегазовые, газонефтяные, нефтегазоконденсатные, газоконденсатнонефтяные.

Классификация двухфазных залежей, предложенная В.П. Савченко и М.Я. Зыкиным, опубликована в журнале «Геология нефти и газа» № 12, 1966. Авторы приводят определения нефтяными залежам с газовыми шапками и газовым залежам с нефтяной оторочкой. М.Я. Зыкин в своих статьях «О рациональной разведке газовых залежей с нефтяной оторочкой» и «Особенности разведки газонефтяных залежей нижнемелового комплекса на месторождениях севера Западной Сибири» рассматривает анализ опыта разведки месторождений и залежей с нефтяной оторочкой, основываясь на классификации разработанной В.П. Савченко и М.Я. Зыкиным.

Материалы и методы

Для залежей I типа, имеющих наиболее сложное строение и разнообразное взаимное положение флюидов по разрезу продуктивного горизонта, характерно наличие газовой зоны в пределах внутреннего контура газоносности. По наличию и соотношению других зон встречаются три вида залежей: залежи, имеющие газонефтяную, нефтяную и водонефтяную зоны; залежи, имеющие газонефтяную и водонефтяную зоны; залежи, в которых присутствуют газонефтяная, газонефтеводная и водонефтяная зоны (рисунок 1). В залежах II типа газовая зона отсутствует, они имеют газонефтяную зону, и среди них выделяются два вида залежей, в первом из которых присутствуют нефтяная и водонефтяная зоны, а во втором – газонефтеводная и водонефтяная.

Во всех залежах III типа присутствуют газонефтеводная и водонефтяная зоны.

Согласно классификации Самарцева, наличие нефтяной зоны в залежах I типа отмечается как в нефтяных залежах с газовой шапкой, так и в нефтегазовых залежах. Среди залежей II типа отсутствие нефтяной зоны и наличие газонефтеводной зоны характерно для нефтегазовых, газонефтяных и газовых залежей с нефтяными оторочками.

Все виды залежей III типа от газовых с нефтяными оторочками до нефтяных с газовыми шапками характеризуются присутствием одних и тех же зон.

Результаты и обсуждения. Следовательно, ни одна из существующих классификаций не дает возможности четко подразделить двухфазные залежи на различные виды от нефтяных с газовыми шапками до газовых с нефтяными оторочками с учетом при этом их принципиальных отличий, влияющих на особенности разведки [5].

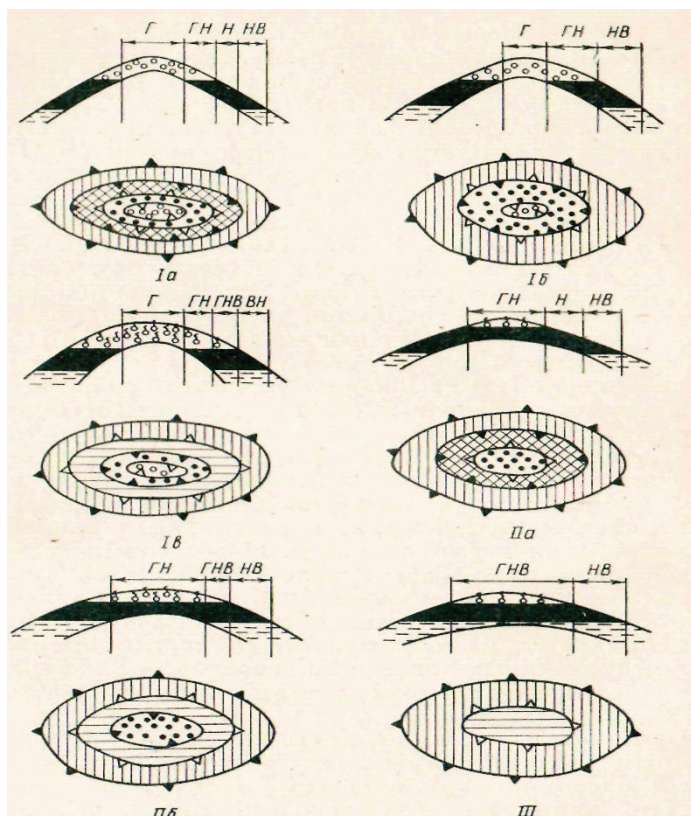


Рисунок 1 – Типы залежей нефти и газа
 [] – газ; [] – нефть; [] – вода;
 Зоны: Г – газовая; ГН – газонефтяная; ГНВ – газонефтеводная;
 Н – нефтяная; НВ – нефтеводная; ВН – водонефтяная

Таким образом, целесообразнее все залежи, в которых поисковыми работами установлено наличие нефти и свободного газа, именовать нефтегазовыми или газонефтяными. Значение этих терминов в данном случае следует признавать одинаковым. Среди геологов по этому вопросу в статьях устраивались обсуждения: одни говорили, что главный в залежи флюид стоит в конце и если залежь названа газонефтяной, то преобладает в ней нефть, а другие утверждали, что в названии залежи, в которой преобладает нефть, она должна стоять впереди – нефтегазовая [9].

Нефтегазовые (газонефтяные) залежи следует подразделять на три типа, предложенные Самарцевым, и в их объеме выделять залежи, характеризующиеся зонами различного сочетания флюидов по разрезу продуктивного горизонта. Таким зонами являются газовая (Г), газонефтяная (ГН), нефтяная (Н), газонефтеводная (ГНВ) и нефтеводная (НВ).

Обозначая залежи индексами, представляющими собой перечисление присутствующих в них зон, среди залежей I типа можно выделить залежи: Ia – Г, ГН, Н, НВ; Ib – Г, ГН, НВ; Ic – Г, ГН, ГНВ, НВ; среди залежей II типа – IIa – ГН, Н, НВ; IIb – ГН, ГНВ, НВ; все залежи III типа имеют индекс ГНВ, НВ.

Заключение

Если двухфазный характер насыщения залежей II и III типов может быть установлен первыми скважинами, пробуренными в своде ловушки, то залежи I типа требуют для этого дополнительного изучения на крыльях структуры. Для них должно быть достоверно установлено распространение внутреннего контура газоносности, определяющего размеры газовой зоны в залежи и ее промышленную ценность.

Для залежей I и II типов, имеющих нефтяную зону, основные работы будут направлены на установление ее ширины и характера распространения коллекторов, определяющих как запасы, так и условия разработки нефтяной части.

Необходимым условием промышленной разведки двухфазных залежей является опытная эксплуатация, задачи и объем которой также будут различными в зависимости от установленного вида залежи. В первую очередь эти работы будут направлены на определение безводного периода работы скважин в нефтеводных зонах и безгазового – в газонефтяных зонах и в конечном счете должны определить ценность нефтяной и газовой частей двухфазной залежи.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Мустафинов А.Н. Классификация залежей углеводородов по фазовому состоянию и соотношению объемов газообразной и жидкой фаз в пласте // Геология нефти и газа. – 1962. – № 12. – С. 47–50.
- 2 Еременко Н.А. Геология нефти и газа – М.: Недра, 1968. – С. 184–197.
- 3 Самарцев В.Н. К вопросу классификации залежей, содержащих нефть и свободный газ. / Тр. ВНИИ, вып. 33. – М.: Недра, 1968. – С. 10–14.
- 4 Савченко В.П., Зыкин М.Я. О методике разведки газовых залежей с нефтяной оторочкой // Геология нефти и газа. – 1966. – № 12. – С. 7–10.
- 5 Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
- 6 Pedersen K.S. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids / Pedersen K.S., P.L. Christensen. – N.Y.: CRC Press, 2007. – 407 p.
- 7 Whitson C.H. Phase behavior/ C.H. Whitson, M.R. Brule. – Monograph volume, Texas: SPE Henry L. Doherty series, 2000. – 235 p.
- 8 Муллаев Б.Т., Саенко А.Е. Первоисток Мангышлакской нефти. Жетыбайская группа месторождений. – Актау: Strelbytsky Multimedia Publishing, 2019. – С. 22–23.
- 9 Классификация залежей нефти и газа [Электронный ресурс]. URL: <https://oborudka.ru/handbook/51.html>
- 10 Коростышевский М.Н. Концепция геолого-промыслового изучения крупных нефтегазовых месторождений в процессе их разведки и разработки (на примере Южного Мангышлака): Дисс... д. г.-м. н. – Актау, 1997. – С. 9–15.

REFERENCES

- 1 Mustafinov A.N. (1962) Klassifikacija zalezhej uglevodorodov po fazovomu sostojaniju i sootnosheniju ob#emov gazoobraznoj i zhidkoj faz v plaste. Geologija nefiti i gaza, no 12, pp. 47–50.
- 2 Eremenko N.A. (1968). Geologija nefiti i gaza, pp. 184–197.
- 3 Samarcev V.N. (1968) K voprosu klassifikacii zalezhej, soderzhashhih nef't' i svobodnyj gaz. Tr. VNII, vol. 33, pp. 10–14.
- 4 Savchenko V.P., Zysin M.Ja. (1966) O metodike razvedki gazovyh zalezhej s nef'tjanoj otorochkoj. Geologija nefiti i gaza, no 12, pp. 7–10.
- 5 Brusilovskij A.I. (2002) Fazovye prevrashhenija pri razrabotke mestorozhdenij nefiti i gaza, 575 p.
- 6 Pedersen K.S. (2007) Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, 407 p.
- 7 Whitson C.H. (2000) Phase behavior. Monograph vol., Texas: SPE Henry L. Doherty series, 235 p.
- 8 Mullaev B.T., Saenko A.E. (2019) Pervoistoki Mangyshlakskoj nefiti. Zhetybajskaja gruppа mestorozhdenij, pp. 22–23.
- 9 Klassifikacija zalezhej nefiti i gaza. URL: <https://oborudka.ru/handbook/51.html>
- 10 Korostyshevskij M.N. (1997) Konceptija geologo-promyslovogo izuchenija krupnyh neftegazovyh mestorozhdenij v processe ih razvedki i razrabotki (na primere Juzhnogo Mangyshlaka): Diss... d. g.-m. n., Aktau, pp. 9–15.

AYAGANOVA A.I.

Kazakh-British Technical University,
050000, Almaty, Kazakhstan
E-mail: a_ayaganova@kbtu.kz

CLASSIFICATION OF TWO-PHASE HYDROCARBON DEPOSITS IN CONNECTION WITH THEIR INDUSTRIAL EXPLORATION ON THE EXAMPLE OF MANGYSHLAK DEPOSITS

Abstract

None of the existing classifications makes it possible to clearly divide two-phase deposits into different types, from oil-gas caps to oil-oil-related gas deposits, taking into account their fundamental differences that affect the exploration features. Thus, it is preferable to name all deposits in which the presence of oil and free gas is established by prospecting works as oil and gas oil. The meaning of these terms should be considered the same. About 40 years ago there were discussions on this issue too: some said that the main fluid in the reservoir is at the end, and if the reservoir is called gas-oil, the oil predominates there, while others argued that in the name of the reservoir in which oil predominates, it should be in front - oil and gas. This article discusses why the known classifications of two-phase hydrocarbon deposits conflict. The article considers variants of use of the proposed classifications for substantiation and rational carrying out of exploration works on deposits Tasbulat and Zhetybai. According to the results of the study, the most acceptable classification at the stage of industrial exploration in terms of the choice of location and number of exploration wells, as well as the tasks assigned to them, has been proposed.

Key words: classification, hydrocarbons, deposit, volume, oil deposit, gas oil deposit, gas cap, two-phase deposit, industrial exploration

АЯҒАНОВА А.І.

Қазақстан-Британ техникалық университеті
050000, Алматы қ., Қазақстан
E-mail: a_ayaganova@kbtu.kz

МАҢҒЫШЛАҚ КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ МЫСАЛЫНДА ӨНЕРКӘСІПТІК БАРЛАУҒА БАЙЛАНЫСТЫ ЕКІ ФАЗАЛЫ КӨМІРСУТЕК КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ ЖІКТЕЛУІ

Аңдатпа

Екі фазалы кен орындарын барлау ерекшеліктеріне әсер ететін олардың түбегейлі айырмашылықтарын ескере отырып, газ қақпақтары бар мұнайдан мұнай жиектері бар газға дейінгі түрлерге нақты жіктеуге қолданыстағы жіктемелердің ешқайсысы мүмкіндік бермейді. Осылайша іздеу және барлау жұмыстары нәтижесінде мұнай мен газ анықталған барлық кен орындарын мұнай-газ немесе газ-мұнай деп атаған дұрыс. Бұл жағдайда осы терминдердің мағынасы бірдей деп танылғаны жөн. Осы мәселе 40 жыл бұрын мақалаларда кеңінен талқыланған болатын: кейбір пікір бойынша, егер шөгінді газ-мұнай деп аталса, онда мұнай басым болады, ал басқа көзқараста мұнай басым болатын шөгінділердің атауында мұнай-газ деп ол алда тұруы керек делінді. Бұл мақалада екі фазалы көмірсутек кен орындарының бізге белгілі классификацияларының не себепті қарама-қарсы болғандығы талқыланады. Тасболат және Жетібай кен орындарында барлау жұмыстарын тиімді жүргізу үшін ұсынылған классификациялардың пайдалану нұсқалары қаралды. Зерттеу нәтижелері бойынша барлау ұңғымаларының орналасқан жері мен санын, сондай-ақ оларға жүктелген міндеттерді таңдау тұрғысынан өнеркәсіптік барлау сатысында ең қолайлы жіктеу ұсынылды.

Тірек сөздер: жіктелуі, көмірсутектері, кен орны, көлемі, мұнай шоғыры, газ-мұнай шоғыры, газ қақпағы, екі фазалы кен орны, өнеркәсіптік барлау.

Информация об авторе

Аяганова Анар Изгалиевна

Магистрант, Казахстанско-Британский технический университет,
Школа геологии, ул. Төле би, 59, 050000, г. Алматы, Казахстан
ORCID ID: 0009-0009-9712-6737.
E-mail: a_ayaganova@kbtu.kz

Information about author

Ayaganova Anar Izgalikyzy

Master Student, Kazakh-British Technical University, School of Geology, Tole-bi 59,
Almaty, Kazakhstan
ORCID ID: 0009-0009-9712-6737.
E-mail: a_ayaganova@kbtu.kz.

Автор туралы мәлімет

Аяғанова Анар Изғалиқызы

Магистрант, Қазақстан-Британ техникалық университеті, Геология мектебі, Төле би, 59,
050000, Алматы, Қазақстан
ORCID ID: 0009-0009-9712-6737.
E-mail: a_ayaganova@kbtu.kz.