

ПРИРОДА ДЕФОРМАЦИОННО-МЕТАСОМАТИЧЕСКОГО ИЗМЕНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТИ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ «ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДОВ»

УДК 553.98

Е.А. Гладков, к. г.-м. н., Томский политехнический университет (Томск, РФ),
gladkov1974@mail.ru

Е.Е. Гладкова, ООО «Западно-Сибирская Компания» (Томск, РФ)

Е.Г. Карпова, Томский политехнический университет

Н.Э. Пулькина, Томский политехнический университет

В статье приводится анализ влияния различных факторов на изменения структуры пустотно-порового пространства залежей углеводородов, происходящие при различных геологических процессах. Освещены основные проблемы, возникающие при изучении вещественного состава пород и его преобразования в результате влияния гидротермальных растворов («глубинных флюидов»), мигрирующих по разломным зонам, нередко приуроченным к месторождениям углеводородов. Доказано, что деформационно-метасоматические преобразования при разработке залежей углеводородов могут протекать непосредственно в ходе добычи углеводородов. На основании многочисленных исследований можно утверждать, что фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) продуктивных отложений и вмещающих пород изменяются в процессе разработки месторождений углеводородов как в призабойной зоне, так и в межскважинном пространстве. Несомненно и то, что в зависимости от геометрии пустотно-порового пространства и наличия флюидопроводящих каналов степень изменения ФЕС пород-коллекторов будет разной. Скорость деформационно-метасоматического преобразования пород существенно зависит от состава флюидов и их температуры, что особенно актуально для месторождений, разрабатываемых в Восточной Сибири и приуроченных к зонам «глубинных разломов». Предприятиям ТЭК рекомендуется более активно использовать научные наработки по преобразованию пород под воздействием гидротермальных растворов и «агрессивной» пластовой воды, приуроченных к зонам повышенной проницаемости (разломам). Авторы предлагают классификацию основных этапов деформационно-метасоматического изменения осадочных пород в результате их преобразования.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГЕОЛОГИЯ, НЕФТЬ, ГАЗ, МЕТАСОМАТОЗ, РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА.

В последние годы в нефтегазовой геологии происходит коренная переоценка основ и принципов построения промыслово-геологических моделей залежей углеводородов. Это вызвано нарастающим несоответствием между реальным сложным геологическим строением разрабатываемых месторождений и традиционными геологическими представлениями о структуре залежей, пространственном распределении ФЕС и характере насыщения продуктивных пород [1–4].

Выявляется все более значительная роль дизъюнктивной тектоники и трещиноватости пород в процессах образования залежей не только в плотных карбонатных породах, но и в песчаниках, традиционно относящихся к коллекторам порового типа. Изучение кернового материала свидетельствует о наличии в них различных видов трещиноватости, техногенные воздействия которой приводят к формированию локального, неустойчивого во времени напряженно-деформационного состояния горных

пород. Меняются ориентация и проводимость трещин.

Многочисленные исследования (Г.И. Баренблатт, Ю.Е. Батулин, Г.С. Вартамян, Ю.П. Гаттенберг, Т.Д. Голф-Рахт и др.) посвящены вопросам деформирования трещин терригенных коллекторов при эксплуатации скважин и изменении их ФЕС при интенсивных геодинамических и технологических процессах.

В настоящее время на территории Западной Сибири в разработку вводятся месторождения со сложным геологическим стро-

Gladkov E.A., Ph.D. in Geological and Mineralogical Sciences, Tomsk Polytechnic University (Tomsk, RF),
gladkov1974@mail.ru
Gladkova E.E., Western Siberia Company LLC (Tomsk, RF)
Karpova E.G., Tomsk Polytechnic University
Pul'kina N.E., Tomsk Polytechnic University

The nature of a deformational–metasomatic change of petroleum hydrocarbon deposits under the influence of «deep fluids»

The article analyses the impact of various factors upon any change of the structure of hollow and pore space of hydrocarbon deposits which takes place under various geological processes. The article throws light upon the main issues which arise in the course of study of the material composition of rock and its transformation under the influence of hydrothermal solutions («deep fluids») which migrate in fault zones that are not infrequently correlated with hydrocarbon fields. It is proved that, when developing hydrocarbon fields, deformational – metasomatic transformations can take place directly in the course of hydrocarbon recovery. A large body of research evidences that the porosity and permeability properties (PPP) of productive sediments and host rock change during the development of hydrocarbon fields both in the bottom hole area and in interwell space. It is beyond any doubt that the degree of change of the PPP of reservoir rock depends on the geometry of hollow and pore space and the presence of fluid–conductive channels.

The velocity of deformational – metasomatic transformations of rock largely depends of the composition of fluids and their temperature which is particularly topical for the fields which are developed in Western Siberia and are correlated with «deep-seated fault» zones.

Enterprises of the fuel and energy complex are recommended to intensify their use of best research practices of transforming rock under the influence of hydrothermal solutions and «aggressive» reservoir water and are correlated with hyperpermeability zones (faults).

The authors propose their qualification of the main stages of deformational – metasomatic change of sedimentary rock as a result of its transformation.

KEY WORDS: GEOLOGY, OIL, GAS, METASOMATISM, OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT.



ением, обусловленным резкой изменчивостью и неоднородностью по площади и разрезу. Принципы разработки таких залежей нефти детально не отработаны и требуют научного изучения и обоснования. Основная проблема – низкая продуктивность скважин, обусловленная невысокими фильтрационно–емкостными характеристиками пластов, сильной зональной и послонной неоднородностью их геологического строения, усиливающейся наличием техногенной трещиноватости. Очагами техногенных дефор-

маций в продуктивных пластах становятся естественные трещины различного генезиса в результате бурения, нагнетания воды, изменения пластового давления при отборе пластовых флюидов и проведении ГРП.

Так, по данным А.И. Калашника [5], обустройство и вовлечение в эксплуатацию нефтегазовых месторождений Баренцева и Печорского морей без учета геомеханических процессов может привести к формированию условий возникновения и реализации разрушающих геодинамических

явлений: оседаний, оползней, землетрясений и, как следствие, к социально–экономическому и экологическому ущербу, потерям и недоиспользованию запасов углеводородов.

По данным [6], общее число аварийных ситуаций на платформах, сооружениях для добычи и хранения нефтеуглеводородов, скважинах, трубопроводах и др. составляет около 3000 случаев, а экономический ущерб превысил 34 млрд долл. США.

Мельниковым Н.Н. с соавторами [7] были собраны, систематизированы и проанализированы опубликованные данные по инструментально зафиксированным оседаниям более чем на 130 разрабатываемых нефтегазовых месторождениях. Выявленное оседание составило от десятков сантиметров до нескольких метров. К примеру, на месторождении Экофист (Северное море) более чем за 30 лет добычи произошло проседание морского дна над центральной частью



месторождения на глубину более 7 м, приведшее к значительным техническим и экономическим последствиям. На 15 месторождениях в различных регионах зафиксированы вертикальные оседания от 1,5 до 8,7 м. Подобные значительные вертикальные проседания, как отмечают многие исследователи [5–8], сопровождаются образованием мульды сдвига с горизонтальными перемещениями и оползнями пород к ее центральной части, образованием субвертикальных трещин, уступов и террас, в отдельных случаях достигающих 2,0–2,5 м.

Так, при разработке нефтяного месторождения Уилмингтон (США) в течение более 40 лет произошло проседание земной поверхности над месторождением до 8,7 м, что создало угрозу затопления военно-морской базы Лонг-Бич, построенной без учета возможности просадок [9].

Существует обширное количество исследований, посвященных проблеме образования месторождений углеводородов. Рассматриваются три основные гипотезы: органическая, минеральная и полигенная (минерально-органическая). Автор [10] склонен придерживаться полигенной теории. Среди многообразия моделей формирования залежей углеводородов авторам данной статьи более всего импонирует предложенная В.И. Дюниным и А.В. Корзуном [11] гипотеза, пред-

лагающая пульсационно-флюидотермодинамическую модель формирования глубоких флюидов. Данная модель объясняет движущие силы, различные аномалии в физических и геологических полях в нижних и средних частях разреза нефтегазоносных бассейнов (НГБ), а также происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов.

В частности, изучение коллекторских свойств палеозойских отложений фундамента Западной Сибири (осадочные, метаморфические и изверженные породы) показало, что они характеризуются резкой неоднородностью и трещинно-кавернозным характером вследствие метасоматической переработки пород гидротермальными растворами (флюидами). Аналогичная ситуация – в Шаимском нефтеносном районе Западной Сибири, где большое количество нефтепроявлений и небольших залежей нефти обнаружено в кровельной части доюрских отложений (Толуомское, Мортымья-Тетеревское, Убинское, Даниловское, Потанайское и другие месторождения). Фундамент сложен изверженными породами, кремнистыми сланцами и сланцами, несущими следы интенсивных вторичных изменений, которые обусловлены процессами гидролиза и выщелачивания, имеющими зональный характер [12].

Таким образом, вертикальная восходящая миграция под-

тверждается наличием палео- и современных гидротерм. Гидротермы имеют достаточно широкое распространение как в континентальной части Земли, так и в акваториях.

Метасоматическая деятельность в пределах Восточных Саян и Прибайкалья выражается в отложении самородного углерода в пределах метасоматических зон за счет восстановления высокоуглеродистых флюидов мантийного происхождения при неоднократной смене флюидного режима [13].

Современная гидротермальность, способствующая формированию метасоматитов, установлена в пределах Припятской впадины и других районов древних платформ. На Тенгизском месторождении повторными геохимическими съемками были выявлены геохимические аномалии, «свидетельствующие о пульсирующем потоке глубинных флюидов по разрывным нарушениям» [14]. В газовом составе этого месторождения на сероводород и углекислый газ приходится около 20 %, «что определяет их агрессивность, особенно по отношению к легкорастворимым карбонатным породам». При этом растворение карбонатных пород происходит с выделением углекислого газа и образованием сульфатов, что и определяет неравномерность газового состава и температурного поля по площади

месторождения. Вторичная пористость определяется в основном трещиноватостью, а вторичные процессы сопровождаются трещинами гидроразрыва. Вторичное минералообразование связано с вторичной перекристаллизацией кальцита и окремнением.

В НГБ гидротермы фиксируются в первую очередь по аномалиям теплового поля, приуроченным обычно к глубинным разломам и характеризующимся активными геодинамическими процессами. Многие исследователи отмечают, что в пределах осадочного чехла НГБ гидротермальными процессами производится значительная переработка пород. Так, в результате процессов гидротермального метасоматоза произошло существенное изменение всех нефтегазоносных комплексов Сибирской платформы (рифейского, вендского, венд-нижнекембрийского) [15]. По мнению В.И. Дюнина [11], гидротермальные процессы способствуют формированию литологических экранов (минералого-геохимические границы), цементации и «запечатыванию» залежей углеводородов. При этом зоны окварцевания, глинизации и кальцитизации носят зонально-кольцевой либо пластово-блоковый характер с различно ориентированными границами. Исследованиями было установлено, что объемы накопленной добычи углеводородов и доказанные их запасы могут быть сопоставимы с количеством привнесенного вещества [15].

Многие исследователи (А.А. Розин и др., 1970; Г.Н. Перозио и др., 1971; В.Н. Холодов, 1985; В.А. Цыганкова, 2003) полагают, что широкое развитие карбонатов приурочено к зонам глубинных разломов и служит индикатором вертикального движения флюидов по ослабленным зонам. А J.R. Boles [16] приводит многочисленные примеры аномальных концентраций кальцита на нефтяных месторождениях Южной Калифорнии, где кальцит образуется

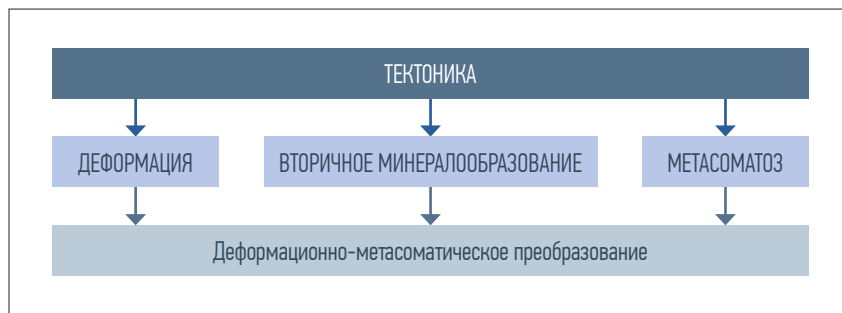


Рис. 1. Основные стадии преобразования пород в процессе разработки месторождений

в периоды тектонических деформаций. Связь вторичной доломитизации с активными восходящими тектоническими движениями и миграцией углеводородных флюидов по трещинам и разломам установлена В.А. Цыганковой [17] на фактическом материале по Волгоградскому Поволжью, Восточному Предкавказью и акватории Каспия.

Доказано, что глубинные разломы выступают в качестве проводников флюидных потоков и способствуют формированию термобарометрических, гидрохимических, геофизических, радиационных, минералогических и катагенетических аномалий (М.Ю. Зубков и др., 1991; С.М. Беспалова, 1995; Н.П. Кирда и др., 1995; J.R. Boles, 2002; Э.А. Абля, 2003; Е.А. Гладков и др., 2007; Е.А. Предтеченская и др., 2009). Под действием процессов флюидомиграции в зонах тектонических нарушений на различных литостратиграфических уровнях возникают горизонты разуплотнения и выщелачивания с улучшенными коллекторскими свойствами (Ю.К. Бурлин и др., 1991; В.Н. Холодов и др., 1985).

Многочисленные детальные петрографические изучения шлифов фиксируют большое количество зеркал скольжения, зон дробления, вертикальную и латеральную трещиноватость, механическую деформацию пород (сжатие и растрескивание), катаклаз, изгиб слюды, вдавливание зерен, образование регенерационных каемок, возникновение минералов

[18–19]. Тектоническая активность способствует привнесу «агрессивных», насыщенных большим количеством карбонатного вещества флюидов из верхней мантии (А.А. Розин, З.Я. Сердюк, 1970; В.Н. Холодов, Е.А. Гладков, 2007; Е.А. Предтеченская, О.В. Шиганова, А.С. Фомичев, 2009; Г.Д. Исаев, 2010, и др.).

В то же время изменение ФЕС пород-коллекторов в процессе их разработки практически не изучено. Так, в работе [20] приведены данные по изменению свойств воды: при увеличении температуры с 25 до 300 °С плотность воды падает с 0,997 до 0,713 г/см³, диэлектрическая константа снижается, меняются параметры растворимости. Константа диссоциации при этом увеличивается приблизительно на три порядка – от 10^{13,99} до 10^{11,30}. При этом изменения растворяющей способности воды при 300 °С будут аналогичны растворяющим свойствам ацетона при 25 °С. Вода в этих условиях будет действовать не только как растворитель, но и как реагент и даже как катализатор.

В последние годы рядом исследователей (В.М. Добрынин, 1970; Kewen Li, Ronald N. Horne, 2002; J. Shafer, T. Fate, 2007; Maryam Rajaji, 2008; М.Т. Абасов и др., 1997, 2010) получены фактические данные о влиянии деформационных процессов под действием эффективного давления, из-за уменьшения пластового давления, в условиях некомпенсированного отбора флюидов из продуктив-

Основные этапы деформационно-метасоматического изменения осадочных пород

Деформационно-метасоматическое преобразование пород	Естественное	Техногенное
1-й этап – деформационно-метасоматическое преобразование пород в процессе формирования залежей углеводородов	Седиментогенез (стадия образования осадка)	
	Диagenез (совокупность природных процессов преобразования рыхлых осадков на дне водных бассейнов в осадочные горные породы в верхней зоне земной коры)	
2-й этап – деформационно-метасоматическое преобразование пород в результате наложенных процессов, вызванных различными факторами	Эпигенез (вторичные процессы, ведущие к любым изменениям и новообразованиям минералов и горных пород)	Бурение и заканчивание скважин. Заканчивание скважин и интенсификация притока
	Катагенез (дальнейшее интенсивное уплотнение горных пород под влиянием усиливающегося давления и частичным преобразованием устойчивых, главным образом терригенных и частью аутигенных компонентов породы)	
3-й этап – деформационно-метасоматическое преобразование пород в процессе разработки залежей углеводородов	Метагенез (стадия глубокого минералогического и структурного изменения осадочных пород в нижней части стратисферы, происходящая главным образом под влиянием повышенной температуры в условиях повышенного давления в присутствии минерализованных растворов. На этой стадии широко развиваются процессы перекристаллизации ранее образованных аутогенных минералов и глинистого вещества, растворения и кристаллизации под давлением главных породообразующих минералов)	Бурение и заканчивание скважин. Заканчивание скважин и интенсификация притока. Вовлечение в разработку подвижных извлекаемых запасов углеводородов
4-й этап – деформационно-метасоматическое преобразование пород после окончания разработки залежей углеводородов	Изменение объема и ФЕС залежей после выработки подвижных извлекаемых запасов углеводородов	

ных отложений. Очевидно, что при изменении структуры порового пространства должны изменяться и относительные фазовые проницаемости, поскольку уменьшение порового пространства приводит к изменению радиуса поровых каналов. А как хорошо известно, изменение радиуса поровых каналов приводит к изменению величины капиллярного давления [21].

Таким образом, многими исследователями достоверно выделена связь тектоники с эманациями из верхней мантии (в виде «агрессивных» флюидов) и закачкой вод в пласт с вторичными изменениями пород-коллекторов. Однако анализа, насколько быстро происходят данные изменения, не проводилось. Поэтому в традиционную терминологию, используемую при разработке месторождений углеводородов, вводится новый термин: «деформационно-метасоматическое преобразование пород» – это преобразование продуктивных отложений и вмещающих пород в результате из-

менения структуры и объема их пустотно-порового пространства при активном участии пластовых флюидов и вторичном минералообразовании, приводящее к изменению их ФЕС.

Деформационно-метасоматические преобразования, в свою очередь, состоят из четырех последовательно сменяющих друг друга этапов, представленных в таблице. Также в таблице приведено соотношение природных и техногенных факторов, соответствующих различным этапам.

К рассмотрению предлагаются как деформационные, так и метасоматические процессы, при этом вторичное минералообразование, как правило, является следствием обоих вышеуказанных факторов (рис. 1).

В частности, исследованиями А.Н. Дмитриевского (1982), А.В. Ежовой и Н.М. Недоливко (2005), Е.А. Гладкова (2009) и многих других доказано, что объем пустотно-порового пространства может изменяться в результате нескольких процессов: выщелачивания,

растворения, перекристаллизации и т. д. К сожалению, для третьего этапа деформационно-метасоматического преобразования пород в процессе разработки залежей углеводородов подобных исследований не проводилось.

Природа и механизмы, контролирующие вторичное минералообразование, достаточно детально изучены геохимиками и минералогами. Многими исследователями установлены многочисленные этапы и стадии вторичного минералообразования в различных обстановках, при этом главными факторами вторичных образований считаются температура и давление, реже – рН водных растворов и кристаллохимические особенности исходных минералов (В.В. Щербина, 1972). Достаточно сложная природа метасоматических преобразований рассмотрена А.И. Перельманом (1989), согласно анализу которого главная масса вторичных образований, включая рудные месторождения, формируется на относительно небольших участках земной коры, где

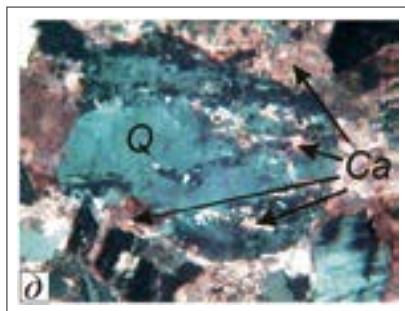


Рис. 2. Шлиф 2049, гл. 2593,48 м; $K_n = 10,6\%$; $K_{np} = 0,21 \cdot 10^{-3}$ мкм²; увел. 63; 2 ник. Зерно кварца (Q) с зонами растворения, по которым развивается кальцит (Ca) (по данным А.В. Ежовой)

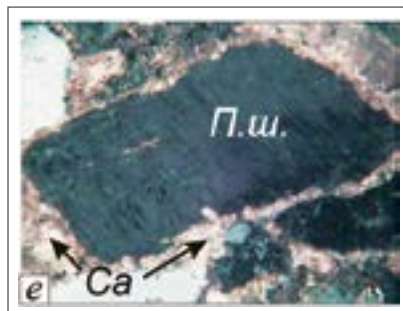


Рис. 3. Шлиф 2049; м. в.з. 2593,48 м; $K_n = 10,6\%$; $K_{np} = 0,21 \cdot 10^{-3}$ мкм²; увел. 126; 2 ник. Выщелачивание и кальцитизация (Ca) полевого шпата (по данным А.В. Ежовой)

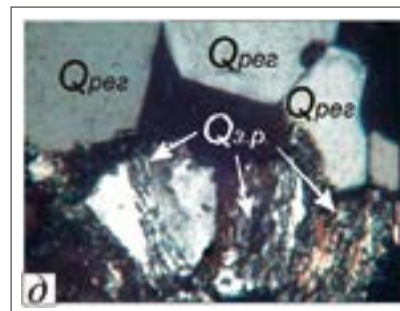


Рис. 4. Шлиф 2061, гл. 2598,11 м; $K_n = 17,1\%$; $K_{np} = 50,88 \cdot 10^{-3}$ мкм²; увел. 126; 2 ник. Регенерация ($Q_{рег}$) и растворение ($Q_{з.р.}$) кварцевых зерен (по данным А.В. Ежовой)

происходит резкое изменение интенсивности миграции химических элементов вследствие наличия кислородных, сульфидных, глеевых, щелочных, кислых, испарительных, сорбционных или термодинамических барьеров.

Рядом исследователей (А.И. Перельман, 1989; С.Л. Шварцев, 1998, и др.) доказано, что характер взаимодействия воды с первичными минералами меняется по мере увеличения времени такого взаимодействия, определяемого водообменом, и появления в системе вторичных минералов. Интересно отметить, что исследования и А.И. Перельмана, и С.Л. Шварцева проводились в условиях зон гипергенеза. Поэтому логично предположить, что с увеличением давления, температуры и концентрации пластовых вод процессы метасоматоза и вторичного минералообразования на глубинах в несколько километров будут протекать более интенсивно, согласно закону Я.Г. Вант-Гоффа: «При повышении температуры на каждые 10 °С константа скорости элементарной химической реакции увеличивается в 2–4 раза».

Уравнение, описывающее это правило, выглядит следующим образом:

$$V_2 = V_1 \cdot \gamma^{\frac{T_2 - T_1}{10}},$$

где V_2 – скорость реакции при температуре T_2 ; V_1 – скорость реакции при температуре T_1 ;

γ – температурный коэффициент реакции (если он равен 2, например, то скорость реакции будет увеличиваться в 2 раза при повышении температуры на 10 °С). К сожалению, правило Вант-Гоффа имеет ограниченную область применимости. В частности, ему не подчиняются многие реакции, например происходящие при высоких температурах, очень быстрые и очень медленные. Правило Вант-Гоффа было выведено им эмпирическим путем и позволяет в первом приближении оценить влияние температуры на скорость химической реакции в небольшом температурном интервале (обычно от 0 до 100 °С), что хорошо согласуется с условиями, существующими на большинстве разрабатываемых либо планируемых к вводу в эксплуатацию месторождений углеводородов.

Большинство исследователей при теоретическом рассмотрении не учитывают массоперенос, осуществляемый в верхней части земной коры [22]. При этом порода уподобляется очень вязкой жидкости (с коэффициентом вязкости не менее 10^{19} Па·с). Соответствующие уравнения движения достаточно сложны, и получить их аналитические решения можно только для незначительного числа задач. По существу, движения в верхней части земной коры являются изотропным течением изотермической вязкой жидкости в поле силы тяжести. Этот механизм достаточно полно описывается уравнениями непрерывности и Навье – Стокса (Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц, 1986). Таким образом, очевидно, что массоперенос вещества в верхней части земной коры происходит постоянно. Его

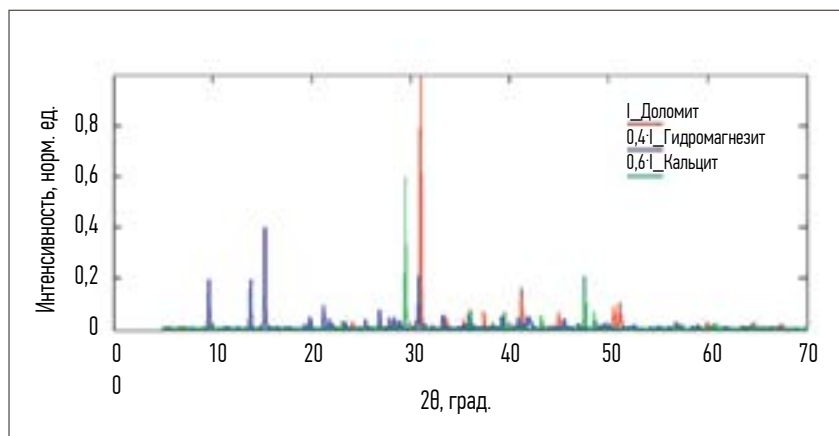


Рис. 5. Суперпозиция дифрактограмм минералов (доломита, гидромагnezита и кальцита)



скорость различна для разных зон и зависит от множества факторов (состав породы, глубина залегания, температура и т. д.).

Помимо вышеуказанного процесса активный привнос флюидов с растворенными в них карбонатами осуществляется из зон глубоких разломов, что приводит к ряду процессов: выщелачиванию, растворению и вторичному минералообразованию (рис. 2–4).

Так, в результате эксперимента, проведенного совместно с Институтом химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (Томск), доказана возможность образования доломита в присутствии карбамида и хлорида магния при температуре 160 °С.

Эксперимент проводился следующим образом. В стальную ячейку вместимостью 150 см³, снабженную крышкой с прокладкой, обеспечивающей герметичность ячейки, помещали навеску кальцита (дробленый мрамор, фракция 0,15–0,50 мм)

и добавляли 30%-й раствор хлористого магния. Затем добавляли 40%-й раствор карбамида, взятый в двукратном избытке. Ячейку помещали в термощкаф, затем нагревали до 160 °С и выдерживали при этой температуре в течение 7 ч. После охлаждения ячейки до комнатной температуры раствор, содержащийся в ячейке, отделяли фильтрованием от осадка. Осадок промывали несколькими порциями дистиллированной воды и высушивали при температуре 105 °С.

Для исследования возможного каталитического влияния нефти на изучаемый процесс проводили эксперимент с добавкой нефти в присутствии избытка карбамида и без него. Параллельно исследовали осадки, полученные при взаимодействии мрамора с раствором хлорида магния в отсутствие карбамида, и осадки, полученные при взаимодействии растворов хлорида кальция и хлорида магния в присутствии избытка карбамида.

Осадки анализировали с использованием методов ИК-, КР-спектроскопии, рентгенофазового и рентгеноспектрального методов анализа.

На рис. 5 представлена дифрактограмма образца, из которой видно, что в образце присутствует доломит, образовавшийся при доломитизации мрамора в присутствии карбамида (пики с максимумом 30,9; 37,9; 40,8; 44,8; 59,0 град.). При этом оказалось, что присутствие нефти не оказывает заметного влияния на образование доломита.

ВЫВОДЫ

Таким образом, на основе многочисленных исследований можно утверждать, что ФЕС продуктивных отложений и вмещающих пород изменяются в процессе разработки месторождений углеводородов как в призабойной зоне, так и в межскважинном пространстве. Несомненно и то, что в зависимости от геометрии пустотно-порового пространства и наличия флюидопроводящих каналов степень изменения ФЕС пород-коллекторов будет различной.

Скорость деформационно-метасоматического преобразования пород существенно зависит от состава флюидов и их температуры, что особенно актуально для месторождений, разрабатываемых в Восточной Сибири и приуроченных к зонам «глубинных разломов» [23–26]. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Неоднозначность геолого-технологической информации в процессе адаптации гидродинамической модели // Бурение и нефть. 2008. № 10. С. 40–41.
2. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Изменение фильтрационно-емкостных свойств залежей в процессе их разработки // Oil&Gas Journal Russia. 2011. № 9. С. 75–79.
3. Гладков Е.А. Полигенное образование углеводородов в трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 11. С. 23–27.
4. Gladkov E.A. Changing the Oil Recovery During Deformation and Metasomatic Deposits of Hydrocarbons. In: Proceedings of «Geosciences: Making the most of the Earth's resources». Saint Petersburg, Russia, 2–5 April 2012 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/detail.php?rubid=57834> (дата обращения: 15.07.2017).
5. Калашник А.И. Геодинамико-экономические риски освоения шельфовых месторождений нефтеуглеводородов Баренцрегиона // Труды 8-го Международного форума ТЭК. СПб., 2008. С. 388–392.
6. Кайзер Марк Дж., Пулцифер Аллан Г. Риски и потери при морской добыче // Oil&Gas Journal. 2007. № 6 (9). С. 96–105.
7. Мельников Н.Н., Калашник А.И., Калашник Н.А. Техногенные геодинамические процессы при освоении нефтегазовых месторождений шельфа Баренцева моря // Вестник МГТУ. 2009. Т. 12. № 4. С. 601–608.
8. Адушкин В.В., Турунтаев С.Б. Техногенные процессы в земной коре (опасности и катастрофы). М.: ИНЭК, 2005. 252 с.
9. Гладков Е.А., Ерофеев Л.Я., Карпова Е.Г. и др. Геомеханическое изменение залежей углеводородов при их деформационно-метасоматическом преобразовании // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 3. С. 132–139.
10. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа // Доклады Академии наук. 2008. Т. 419. № 3. С. 373–377.

11. Дюнин В.И., Корзун В.И. Движения флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. М.: Научный мир, 2003. 97 с.
12. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Зона развития уникальных природных резервуаров – породы фундамента тафрогенных областей // Мат-лы VI Международной конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр». М.: ГЕОС, 2002. Кн. 1. С. 258–262.
13. Данилова Ю.В., Данилов Б.С. Восстановленные флюиды метасоматических систем // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 117–119.
14. Багдасарова М.В. Современные гидротермальные системы и их связь с формированием месторождений нефти и газа // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. статей. М.: Наука, 2000. С. 100–115.
15. Коробов Ю.И., Малюшко Л.Д. Флюидодинамическая модель формирования залежей УВ – теоретическая основа поисков месторождений нефти и газа // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Сб. статей. М.: ГЕОС, 2002. С. 360–362.
16. Boles J.R. Calcite as an Indicator of Vertical Fluid Transport in Hydrocarbon Systems. Mineralogy for the New Millenium. 18th General Meeting of the International Mineralogical Association, Edinburgh, IMA, 2002, P. 302.
17. Цыганкова В.А. Роль доломитизации в формировании скоплений углеводородов // Генезис нефти и газа. М.: ГЕОС, 2003. С. 375–376.
18. Гладков Е.А. Условия формирования отложений подугольной толщи васюганской свиты юго-западной части Средневазюганского мегавала // Геология нефти и газа. 2008. № 6. С. 37–42.
19. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Разработка нефтегазовых месторождений, осложненная влиянием глубинных разломов // Региональная геология и металлогения. 2010. № 41. С. 100–106.
20. Галкин А.А., Лунин В.В. Вода в суб- и сверхкритическом состояниях – универсальная среда для осуществления химических реакций [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.uspkhim.ru/php/paper_rus.phtml?journal_id=rc&paper_id=1167 (дата обращения: 15.07.2017).
21. Purcell W.R. Capillary Pressure? Their Measurement Using Mercury and Calculation of Permeability Thereof. Petrol. Trans. Am. Inst. Metallurg. Eng., 1949, Vol. 7, No. 4, P. 39–48.
22. Теркот Д., Шуберт Дж. Геодинамика. М.: Мир, 1985. 730 с.
23. Гладков Е.А. Гипотеза о полигенезе углеводородов в трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах Восточной Сибири // Отечественная геология. 2012. № 3. С. 73–77.
24. Гладков Е.А. Полигенное формирование трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность. 2012. № 2. С. 8–11.
25. Гладков Е.А. Основные проблемы при бурении нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири // Бурение и нефть. 2013. № 1. С. 28–31.
26. Гладков Е.А. Разработка трещиновато-кавернозных коллекторов Восточной Сибири и их особенности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 10. С. 34–36.

REFERENCES

1. Gladkov E.A., Gladkov E.E. Non-Uniqueness of Geological and Technological Information during the Adaptation of the Hydrodynamic Model. Burenie i neft' = Drilling and Oil, 2008, No. 10, P. 40–41. (In Russian)
2. Gladkov E.A., Gladkov E.E. Change of the Porosity and Permeability Properties of Deposits during their Development. Oil & Gas Journal Russia, 2011, No. 9, P. 75–79. (In Russian)
3. Gladkov E.A. Polygenetic Formation of Hydrocarbon and Cavernous-Fractured Carbonate Reservoir Rock. Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, 2011, No. 11, P. 23–27. (In Russian)
5. Kalashnik A.I. Geodynamical and Economic Risks of the Offshore Petroleum Hydrocarbon Field Development of the Barents Region. In: Proceedings of the 8th of the International Forum of the Fuel and Energy Complex. Saint-Petersburg, 2008, P. 388–392. (In Russian)
6. Kaiser Mark J., Pulsifer Allan G. Risks and Losses during Offshore Production. Oil & Gas Journal, 2007, No. 6 (9), P. 96–105. (In Russian)
7. Mel'nikov N.N., Kalashnik A.I., Kalashnik N.A. Industry-Related Geodynamic Processes during the Development of Oil and Gas Fields of the Shelf of the Barents Sea. Vestnik MGU = Bulletin of Bauman Moscow State Technical University, 2009, Vol. 12, No. 4, P. 601–608. (In Russian)
8. Adushin V.V., Turuntaev S.B. Industry-Related Processes in the Earth's Crust (Dangers and Catastrophes). Moscow, Institute of Economics, 2005, 252 pp. (In Russian)
9. Gladkov E.A., Erofeev L.Ya., Karpova E.G., et al. Geomechanical Change of Hydrocarbon Deposits during their Deformational-Metasomatic Transformation. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 3, P. 132–139. (In Russian)
10. Dmitrievsky A.N. Oil and Gas Polygenesis. Doklady Akademii nauk = Lectures of the Academy of Sciences, 2008, Vol. 419, No. 3, P. 373–377. (In Russian)
11. Dyunin V.I., Korzun V.I. Fluid Movement: Origin of Oil and Formation of Hydrocarbon Fields. Moscow, Scientific World, 2003, 97 pp. (In Russian)
12. Korobov A.D., Korobova L.A. Unique Natural Reservoir Development Area – Basement Rock of the Taphrogenic Fields. Materials of the VI International Conference «New Ideas in Geology and Petroleum Geochemistry. To the Creation of the General Theory of Oil and Gas Reservoir». Moscow, GEOS, 2002, Book 1, P. 258–262. (In Russian)
13. Danilova Yu.V., Danilov B.S. Reduced Fluids of Metasomatic Systems. In collection of articles: Earth's Degassing: Geodynamics, Geofluids, Oil and Gas. Moscow, GEOS, 2002, P. 117–119. (In Russian)
14. Bagdasarova M.V. Modern Hydrothermal Systems and their Connection with the Formation of Oil and Gas Fields. In collection of articles: Fundamental Basis for New Oil and Gas Industry Technologies. Moscow, Science, 2000, P. 100–115. (In Russian)
15. Korobov Yu.I., Maluyshko L.D. Fluid Dynamic Model of Hydrocarbon Deposit Formation – Theoretical Framework of the Search for Oil and Gas Fields. In collection of articles: Earth's Degassing: Geodynamics, Geofluids, Oil and Gas. Moscow, GEOS, 2002, P. 360–362. (In Russian)
16. Boles J.R. Calcite as an Indicator of Vertical Fluid Transport in Hydrocarbon Systems. Mineralogy for the New Millenium. 18th General Meeting of the International Mineralogical Association, Edinburgh, IMA, 2002, P. 302.
17. Tsygankova V.A. The Role of Dolomitization in the Formation of Hydrocarbon Accumulation. In: Oil and Gas Genesis. Moscow, GEOS, 2003, P. 375–376. (In Russian)
18. Gladkov E.A. Deposit Formation Conditions of the Undercoal Strate of the Vasyugan Formation of the South Western Part of the Middle Vasyugansk Megaswell. Geologiya nefti i gaza = Oil and Gas Geology, 2008, No. 6, P. 37–42. (In Russian)
19. Gladkov E.A., Gladkov E.E. Oil and Gas Field Development Complicated by Deep-Seated Faults. Regional'naya geologiya i metallogeniya = Regional Geology and Metallogeny, 2010, No. 41, P. 100–106. (In Russian)
20. Galkin A.A., Lunin V.V. Water in Sub- and Overcritical Conditions – a Universal Medium for Chemical Reactions [Electric source]. Access mode: http://www.uspkhim.ru/php/paper_rus.phtml?journal_id=rc&paper_id=1167 (Access date: July 15, 2017). (In Russian)
21. Purcell W.R. Capillary Pressure? Their Measurement Using Mercury and Calculation of Permeability Thereof. Petrol. Trans. Am. Inst. Min. Metallurg. Eng., 1949, Vol. 7, No. 4, P. 39–48.
22. D. Terkot, J. Shubert. Geodynamics. Moscow, Mir, 1985, 730 pp. (In Russian)
23. Gladkov E.A. Hypothesis for Hydrocarbon Polygenesis in Cavernous-Fractured Carbonate Reservoir Rock of Western Siberia. Otechestvennaya geologiya = National Geology, 2012, No. 3, P. 73–77. (In Russian)
24. Gladkov E.A. Polygenic Formation of Cavernous-Fractured Carbonate Reservoir Rock of Western Siberia. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2012, No. 2, P. 8–11. (In Russian)
25. Gladkov E.A. Main Issues during the Drilling of Oil and Gas Condensate Fields of Western Siberia. Burenie i neft' = Drilling and Oil, 2013, No. 1, P. 28–31. (In Russian)
26. Gladkov E.A. Development of Cavernous-Fractured Collectors of Western Siberia and their Peculiarities. Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, 2011, No. 10, P. 34–36. (In Russian)