

УДК 621:622:665:681

**Р. Е. Кауржанов, В. В. Рындин, А. Т. Сагинаева**

## **НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЗАХСТАНА**

*Приведены сведения о крупных нефтегазовых месторождениях Казахстана: местоположение, год открытия, запасы и годовой объём добычи, физические свойства нефти и газа, а также состав участников и их доля в нефтегазовых проектах. Описаны мероприятия по ликвидации аварии на скважине № 37–Тенгиз.*

**Введение.** Проявления нефти на поверхности земли были известны коренному населению из древних времён. Об этом свидетельствуют многочисленные казахские названия гидрографических объектов (урочищ, источников, колодцев и т.п.), таких как Майтобе (масляный холм), Караарна (чёрное русло), Майкомген (место захоронения масла), Карашунгул (чёрная впадина), Жаксымай (хорошее масло), Карамай (чёрное масло), Каратон (чёрный затвердевший грунт), Мунайлы (нефтяное) и др. В 1899 г. из скважины глубиной 40 м, пробуренной на Карашунгуле, был получен первый фонтан лёгкой нефти. Это событие считается началом открытия нефти на древней земле казахов.

В настоящее время нефтегазовая отрасль Казахстана – одна из основных отраслей экономики. По состоянию на август 2012 года, доказанные запасы природного газа в Казахстане составили 4 трлн. м<sup>3</sup>, а нефти – 20–25 млрд. тонн. Объём добычи природного газа в 2011 году составил 39 млрд. м<sup>3</sup>, а добыча нефти – 80 млн. тонн.

Основные нефтегазовые месторождения расположены на каспийском шельфе (**Кашаган**, Курмангазы, Жамбай Южный, Каламкас-море), в прикаспийской области (**Тенгиз**, Прорва, Тенге, Каламкас, Жетыбай, Узень и др.), на северо-западе Казахстана – **Карачаганак**, на западе – Жанажол, Кенкияк, Урихтау, на юге – Кумколь (рис. 1). В качестве газоконденсатных месторождений следует отметить Имашевское (на севере Каспия), Бозойское и группы Шагырлы-Шомышты на западе, Придорожное и Амангельды Амангельдинской группы на юге Казахстана (см. рис. 1).

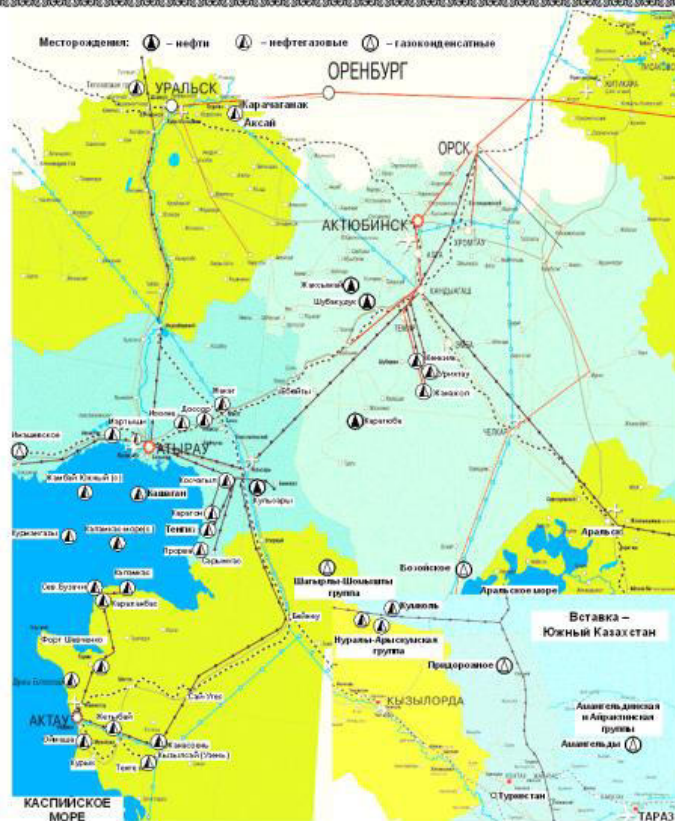


Рисунок 1 – Расположение основных нефтяных и газовых месторождений Казахстана

Самая глубокая скважина в Казахстане пробурена в 2011 году на структуре Тасым Юго-Восточный в 90 км от Атырау глубиной 7050 м. Скважина находится на начальной стадии освоения. Самой глубокой в мире скважиной является Кольская сверхглубокая СГ-3 глубиной 12 262 м (1970–1995 гг.). Самой длинной (пробурена под острым углом к поверхности Земли в 2011 году) является скважина длиной 12 345 метров месторождения Одопту-море проекта Сахалин-1.

Среди бывших республик СССР Казахстан является вторым после РФ и девятым в мировом рейтинге по добыче нефти, где в лучшие годы добывалось 20–25 млн. тонн нефти. В первые годы независимости имело место падение добычи нефти, но современный уровень превосходит советский – в 2011 году в Казахстане добыто 80,06 млн. тонн нефти (рис. 2).



Рисунок 2 – График добычи нефти в Казахстане и занимаемое им место

#### Нефтегазовые месторождения

**Кашаган** – гигантское нефтегазовое месторождение Казахстана, расположенное на севере Каспийского моря (см. рис. 1). Относится к Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Месторождение было обнаружено в 2000 году – в год празднования 150-летия известного мангыстауского поэта-жырау XIX века – Кашагана Куржymanулы (слово *qashaqan* означает черту характера – «норовистый, неуловимый»). Является одним из самых крупных месторождений в мире, открытых за последние 40 лет, а также крупнейшим нефтяным месторождением на море. Прогнозируемые запасы нефти Кашагана оцениваются различными источниками в широких пределах 1,5–10,5 млрд. тонн. Из них на Восточный приходится от 1,1 до 8 млрд. тонн, на Западный – до 2,5 млрд. тонн и на Юго-Западный – 150 млн. тонн. Запасы природного газа составляют более 1 трлн. м<sup>3</sup> [1].

Разработка месторождения ведётся в сложных геологических условиях – шельфовая зона, большие глубины залегания (до 5500 м), высокое пластовое давление (80 МПа), высокое содержание сероводорода (до 19 %). Нефть высококачественная – вязкостью 46 °API, но с высоким газовым фактором, содержанием сероводорода и меркаптанов.

Для освоения и оценки Кашагана построено 2 искусственных острова (рис. 3), пробурено 6 разведочных и 6 оценочных скважин. Суточный дебит первой скважины (Восток – 1) составил 600 м<sup>3</sup> нефти и 200 тыс. м<sup>3</sup> газа. Вторая скважина (Запад–1) была пробурена на Западном Кашагане в мае 2001 года в 40 км от первой. Она показала суточный дебит в 540 м<sup>3</sup> нефти и 215 тыс. м<sup>3</sup> газа.



Рисунок 3 – Нефтегазовое месторождение Кашаган

Компании-партнеры по проекту «Кашаган»: ENI (Ente Nazionale Idrocarburi – «Государственное нефтепромышленное объединение» итальянская нефтяная и газовая компания), KMG Kashagan B. V. (дочернее предприятие Казмунайгаза), Total, ExxonMobil, Royal Dutch Shell имеют равные доли акции по 16,81%, ConocoPhillips – 8,4%, Inpex – 7,56%.

Сроки добычи нефти на Кашагане переносились несколько раз с 2008 года. Последний перенос – на конец 2012 – начало 2013 года. Добыча нефти на Кашагане, по расчётам ENI, в 2019 г. должна достичь 75 млн. тонн в год. С Кашаганом Казахстан войдет в Топ-5 мировых нефтедобытчиков.

**Тенгиз** (каз. теңіз – море) – нефтегазовое месторождение в Атырауской области Казахстана, в 160 км к юго-востоку от г. Атырау (см. рис. 1). Относится к Прикаспийской нефтегазоносной провинции, открыто в 1979 году.

Извлекаемые запасы месторождения оцениваются от 750 млн. до 1,1 млрд. тонн нефти. Прогнозируемый объем геологических запасов составляет 3,1 млрд. тонн нефти. Запасы попутного газа оцениваются в

1,8 трлн м<sup>3</sup>. Тенгиз занимает второе место по запасам нефти в Казахстане (после Кашаганского месторождения). Добыча нефти на Тенгизе в 2010 году составила 26 млн. тонн [2].

Залежи углеводородов расположены на глубине 3,8–5,4 км (самое глубокое крупное нефтяное месторождение в мире), коэффициент нефтенасыщенности 0,82. Начальный дебит нефти 500 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 84 МПа, температура 105 °С, плотность нефти 789 кг/м<sup>3</sup>. Нефть сернистая 0,7%, парафинистая 3,69%, малосмолистая 1,14%, содержит 0,13% асфальтенов и имеет небольшую вязкость.

В 1985 году на скважине № 37 произошёл выброс фонтана нефти и газа, воспламенившийся через несколько часов. В мировой практике никогда ещё не было более мощного выброса нефти с ядовитым газом, содержащим до 20% сероводорода и 10% углекислоты. В газетах ходит много легенд об аварии на этой скважине. В частности, отмечается, что скважину заглушили подземным ядерным взрывом, либо путём закачки раствора через пробуренную наклонную скважину в ствол аварийной. А вот, что об этом пишет В. Е. Левин – начальник штаба пожаротушения скважины № 37 – Тенгиз в статье «Случай на Тенгизе 37», опубликованной в журнале о пожарных и спасателях «Fire Rescue» № 1 /2012 (06).

23 июня 1985 г. во время бурения на глубине 4467 м была потеряна циркуляция промывочной жидкости (очевидно, стала уходить в пласт при давлении 85 МПа). По приказу главного инженера стали поднимать бурильную колонну. При подъёме 15-й свечи было отмечено движение пластовой жидкости по рабочим трубам. Попытка нагнуть аварийную трубу с обратным шаровым клапаном не увенчалась успехом, и пластовая жидкость через рабочий инструмент по бурильным трубам начала фонтанировать через верхний открытый конец на высоту 14–15 метров. При закрытии превентора с перерезающими трубу плашками произошло воспламенение нефтегазового фонтана. Через 15–20 минут буровая вышка упала, герметизация устья была нарушена, скважина перешла на фонтанирование и по межтрубному пространству. Из-за наличия в устье скважины обрушенного оборудования пламя приобрело расплывчатый вид и горение стало объёмным с температурой порядка 1500 °С. В местах соприкосновения пламени с землёй почва плавилась в стекловидную массу. Площадь горения составляла 450–500 кв. м, а высота пламени 50–60 м (рис. 4, а).

С помощью отстрела оборудования на скважине стальными болванками из орудия боевого танка удалось освободить устье и факел приобрёл форму компактной струи высотой 160–200 м (рис. 4, б). Температура воздуха на устье скважины достигала 125–190 °С, а на расстоянии 80 м – 140 °С, соответственно грунта 350–410 и 200 °С. После отстрела загромождающего оборудования на

глазах у участников ликвидации аварии в считанные минуты из скважины были выброшены бурильные трубы общей длиной 3800 м.

Поскольку колонный фланец головки обсадной колонны был в хорошем состоянии, было решено установить запорное оборудование с помощью специально изготовленного гидронатаскивателя. Только с третьей попытки под прикрытием водяных струй в новогоднюю ночь на колонный фланец была установлена превенторная сборка, позволившая поднять факел от земли на 6 метров и ослабить его мощь с помощью трёх горизонтальных участков, сжигающих газ на расстоянии более 100 метров от устья (рис. 4, в).



а) б) в)  
Рисунок 4 – Снимки факелов пламени и превенторной сборки

Для глушения и цементирования скважины с последующей её эксплуатацией (до настоящего времени эта скважина остаётся нерабочей) были опущены трубы обсадной колонны при горящем факеле (его нельзя было тушить на протяжении всего времени ликвидации аварии из-за высокой токсичности) только до глубины 3096 м – из-за деформации ствола скважины. Усилие при заталкивании труб с помощью гидравлической установки «ОТИС» достигало 65 тонн при давлении заталкивания 5 МПа. 27 июля 1986 года, через 398 суток после воспламенения газонефтяного фонтана, операция по глушению скважины путём закачки ИБР плотностью 2,0 г/см<sup>3</sup> при давлении 21,1 МПа на колонной головке была завершена.

В 1993 г. Правительство Казахстана учредило ТОО СП «Тенгизшевройл» совместно компанией «Chevron» для разработки нефтяного месторождения Тенгиз. Сегодня партнерами являются уже четыре компании: АОНК «Казмунайгаз» (20%), «Chevron Overseas» (50%), «Exxon Mobil» (25%) и «Лукойл» (5%).

**Карачаганакское месторождение** (Карашыганак, каз.) – нефтегазо-конденсатное месторождение Казахстана, расположено на севере Западно-Казахстанской области, вблизи города Аксай (см. рис. 1). Открыто в 1979 году. Начальные запасы месторождения составляют 1,35 трлн. м<sup>3</sup> газа и 1,2 млрд. тонн нефти и газового конденсата [3].

Плотность конденсата меняется от 778 до 814 кг/ м<sup>3</sup>. Плотность нефти колеблется от 810 до 888 кг/ м<sup>3</sup>. В нефти содержится: серы до 2%, парафинов до 6%. Пластовый газ состоит из 70% метана, 6% этана, 3% пропана и 21% других газов. В газе содержание сероводорода до 4%. Давление газа в пласте 60 МПа.

В настоящее время доли участия в Карачаганакском консорциуме распределены следующим образом: BG Group – 29,25% (ранее 32,5%), ENI – 29,25% (32,5% соответственно), Chevron – 18% (20%), «Лукойл» – 13,5% (15%), КМГ (КазМунайГаз) – 10%. Для реализации Карачаганакского проекта эти компании объединились в консорциум «Карачаганак Петролеум Оперейтинг». Планируется, что КПО будет осуществлять управление проектом до 2038 года.

Добыча нефти и газового конденсата в 2008 году составила 12,6 млн. тонн, добыча газа в этом же году – 15,2 млрд м<sup>3</sup>. Проектом развития месторождения планируется довести ежегодную добычу газа к 2012 году до 25 млрд. м<sup>3</sup>.

**Жанажол** – нефтегазоконденсатное месторождение в Мугалжарском районе Актюбинской области Казахстана. Относится к Прикаспийской нефтегазоносной провинции, открыт в 1978 году (см. рис.1). Залежи углеводородов расположены на глубине 1,9 – 3,6 км. Геологические запасы нефти оцениваются в 500 млн. тонн, а извлекаемые запасы – 100 млн. тонн нефти. Примерно треть из них уже добыта. Запасы природного газа составляет 133 млрд. м<sup>3</sup> [4].

Дебит нефти 281 т/сут. Дебит газа 219 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Плотность нефти 809 – 827 кг/м<sup>3</sup>, маловязкие, сернистые (0,7 – 1,11%), парафинистые (4,9 – 7,1%). Содержание силикагелевых смол 4,23 – 6,8%, асфальтенов 0,43 – 1,78%.

Газ газовых шапок тяжёлый, этансодержащий, доля тяжёлых углеводородов в нём достигает 18,5%, содержание метана 73,24%, сероводорода 2,94%, азота до 1,93%. Содержание стабильного конденсата 614г/м<sup>3</sup>. Плотность его 770кг/м<sup>3</sup>, в составе присутствуют до 3,6% парафина, 0,41% серы и 0,55% силикагелевых смол. По углеводородному составу конденсат имеет парафиновую основу. Общее содержание парафиново-нафтеновых углеводородов превышает 86%. Центр добычи – п-к Жанажол.

Жанажол разрабатывает компания CNPC-Актобемунайгаз – казахстанско-китайское совместное предприятие. Добыча газа в 2010 году составила 1,5 млрд. м<sup>3</sup>, а добыча нефти – 6,3 млн. тонн.

**Узень** – нефтегазовое месторождение в Мангистауской области Казахстана, на полуострове Мангышлак (см. рис. 1). Относится к Южно-Мангистауской нефтегазоносной области. Залежи на глубине 0,9 – 2,4 километра. Открыто в 1961 году. Центр добычи – город Жанаозен. В сырьевую базу входят нефтегазовые месторождения «Узень» и

«Карамандыбас», газоконденсатные «Тасболат», «Западный Тенге», «Актас», «Южный Жетыбай» и одно газовое «Восточный Узень».

Запасы нефти 1,1 млрд. тонн. Общие извлекаемые запасы оцениваются в 191,6 млн. тонн нефти. Рекордный уровень добычи нефти – 16,3 млн. тонн был зафиксирован в 1975 году, минимальный – 2,7 млн. тонн в 1994 году. В 2012 году на месторождении предусмотрено увеличение нефтедобычи до 5,8 млн. тонн по сравнению с 5,1 млн. тонн по итогам 2011 года [5].

Оператором месторождения является АО «Разведка и Добыча НК «КазМунайГаз». Начиная с 2004 года, компания инвестировала в Мангистаускую область 11 миллиардов 641 миллион тенге. На модернизацию месторождения Узень планируется выделить более 43 миллиардов тенге, что почти равно государственным инвестициям, выделяемым на реализацию комплексного плана развития города Жанаозен.

#### Газовые месторождения

**Амангельдинская группа**, включающая газоконденсатные месторождения Амангельды, Анабай, Айрақты, Кумырлы, находится в 170 километрах к северу от Тараза (см. рис. 1). В соседстве с Амангельды расположены Айрақтинская группа и месторождения Ушарал-Кемпиртубе. Сами месторождения Амангельдинской группы открыли еще в 1961 году.

Утвержденные геологические запасы Амангельдинской группы составляют 45,1 млрд м<sup>3</sup>, из них пригодного для употребления промышленностью и населением – 31,7 млрд м<sup>3</sup>. Общие запасы конденсата составляют 2156 тыс. тонн. Извлекаемые запасы прогнозируются на уровне 50%. По оценкам независимых источников, общие запасы всей Амангельдинской группы могут достигать до 110 млрд м<sup>3</sup>.

Рассматриваемые **месторождения уникальны содержанием гелия**. Гелий применяется во множестве областей современной химии и физики, учитывая, что этот элемент обладает самой низкой температурой кипения. Гелий используется, собственно, в лабораторных опытах физики низких температур, в качестве хладагента. Также его используют при консервации продуктов. Но самое главное – при автогенной обработке металлов, т. е. при высококачественной сварке гелий необходим для создания инертной среды. Такого рода сварка применяется, в первую очередь, в военно-промышленном комплексе.

Наибольшими запасами газа обладает месторождение **Амангельды**, открытое в 1975 году, глубины залегания газовых залежей небольшие от 450 м до 2500 м.

Запасы природного газа составляют 25,1 млрд м<sup>3</sup>, конденсата – 2,1 млрд м<sup>3</sup> [6]. Газ на 5–10 % калорийнее импортируемого узбекистанского газа.

Для его эксплуатации была создана дочерняя компания «Амангельды газ», которая ежегодно наращивает объемы производства. В 2011 году добыча составила 323,6 млн. куб. метров газа и 27,7 тыс. тонн газового конденсата, план на 2012 год – 344,1 млн. м<sup>3</sup> газа и 27,7 тыс. тонн газового конденсата. Среднесуточная добыча газа составила 942 тыс. куб. метров газа, конденсата – 76 тонн. На сегодняшний день эксплуатационный фонд составляет 26 скважин.

С начала эксплуатации месторождения добыто свыше 2400 млн. м<sup>3</sup> природного газа и 200 тыс. тонн газового конденсата.

**Шагырлы-Шомышты** – газовое месторождение находится в 100 км к северо-востоку от нефтепромысла Бейнеу (рисунки 1 и 5). Месторождение открыто в 1966 году. Это одно из самых крупных в Казахстане газовых месторождений наряду с Амангельдинским и Имашевским – на севере Каспийского моря на границе России и Казахстана (см. рис. 1). Общие запасы газа на месторождении Шагырлы-Шомышты оцениваются в 32,4 млрд м<sup>3</sup>. Ежегодно здесь планируется добывать около 1 млрд м<sup>3</sup> газа на первом этапе и до 1,5 млрд м<sup>3</sup> газа в последующем [7].



Рисунок 5 – Газовое месторождение Шагырлы-Шомышты

Сравнительно высокие дебиты газа получены в центральных и северных частях поднятий (до 34–51 тыс. м<sup>3</sup>/сут.). Абсолютно свободный дебит газа достигает 288,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Газ месторождения сухой, содержит 86,9% метана и незначительное количество этана. В составе газа установлены, %: азот 3,9–7,3, углекислый газ 0,5–2,35, присутствует гелий. Пластовые воды хлоридно-кальциевого типа, плотностью 1,08 г/см<sup>3</sup> и минерализацией 87,9–147,2 г/л, содержат микрокомпоненты – йод, бром, бор.

**Придорожное** – газовое месторождение находится в 260 км к югу от г. Джезказган (см. рис. 1). Поисковое бурение начато в 1971 г., в этом же году при проходке скважины № 3 с глубины 2456 м из песчанников фаменского

возраста был получен аварийный фонтан углеводородного газа дебитом до 1628 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Размеры структуры 9x2,5 км при амплитуде 210 м. [8].

Глубина фаменской залежи в своде – 2400 м, высота залежи 140 м. Общая толщина продуктивного горизонта – 129 м, эффективная толщина – 37,5 м. Коллекторы трещинно-порового типа, средней пористостью 7 % при крайних ее значениях 3 – 1,8%, проницаемостью 0,038 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент газонасыщенности – 0,7. Пластовое давление – 28,5 МПа, температура пласта – 86°С. Дебит газа на 4,9-мм штуцере 74,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Покрышкой для залежи служат галогенные осадки фаменского возраста толщиной до 450 м. Нижнесерпуховская залежь вскрыта на глубине 1178 м. Общая толщина газоносного горизонта – 102 м, эффективная толщина – 71,4 м. Емкостно-фильтрационные свойства обусловлены развитием трещиноватости. Пористость – 3,78%.

Начальный дебит – 96 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 22,6-мм штуцере. Начальное пластовое давление – 15,1 МПа, температура 59 °С. Покрышкой залежи служат разновозрастные сульфатно-терригенные (ангидриты, аргиллиты) отложения толщиной до 298 м. Состав газов фаменской залежи, %: метан 62,8–70,4, этан 1,2 – 1,76, пропан 0,11 – 0,12, бутан 0,12 – 0,04, изобутан 0,02, пентан и высшие 0,06, азот и редкие 27,6 – 34,2, гелий 0,21, углекислый газ 0,3 – 0,85.

Состав газов нижнесерпуховской залежи, %: метан 75,4 – 90, этан 0,51 – 2,06, пропан 0,14 – 0,36, бутан 0,03 – 0,21, изобутан 0,02, пентан и высшие 0,01 – 0,05, азот и редкие 7,4 – 22, гелий 0,155 – 0,255, сероводород 2,57, углекислый газ 0,55 – 1,25.

**Бозойское** – газовое месторождение было открыто трестом «Актюбнефтеразведка» в 1964 году на северо-западе Аральского моря (см. рис. 1). В это месторождение входят два газонасосных объекта – «Жаманкоянкулак» и «Жаксыкоянкулак». Первоначальные запасы в двух месторождениях составляли соответственно 11,785 и 12,248 млрд. м<sup>3</sup>. Промышленная эксплуатация месторождения началась в 1968 году. В начальной стадии газ подавался для собственных нужд Аральского ЛПУ, а затем, с вводом дожимной компрессорной станции, газ был подан в магистральный газопровод Бухара – Урал [9].

По окончании промышленной разработки залежей на территории бывшего месторождения было создано подземное хранилище газа, которое предназначено для выравнивания сезонной неравномерности газопотребления промышленных предприятий Урала и Актюбинской области. Пробная закачка газа в месторождение «Жаманкоянкулак» была осуществлена в 1974 году, а 28 ноября 1975 года Министерством газовой промышленности СССР был подписан приказ о переводе месторождения в статус подземного хранилища газа. В 1983 году началась пробная закачка

газа в месторождение «Жаксыкоянкулак». Сегодня подземное хранилище газа полностью обустроено, пробурены и введены в эксплуатацию скважины, обеспечивающие закачку и отбор до 3,5 млрд. м<sup>3</sup> газа.

С увеличением добычи нефти и газа на таких месторождениях как Кашаган, Тенгиз, Карачаганак, Жанажол и т. д. в ближайшее время потребуется увеличить протяженность нефте- и газопроводов, строительство дополнительных нефте- и газоперерабатывающих заводов, увеличение числа хранилищ, а также модернизация и расширение уже имеющихся НПЗ и ГПЗ.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 <http://ru.wikipedia.org/wiki/Кашаган>, веб-сайт [www.bnews.kz](http://www.bnews.kz).
- 2 [http://ru.wikipedia.org/wiki/Тенгиз\(тенгизское\\_месторождение\)](http://ru.wikipedia.org/wiki/Тенгиз(тенгизское_месторождение)).
- 3 [http://ru.wikipedia.org/wiki/Карачаганакское\\_нефтегазовое\\_месторождение](http://ru.wikipedia.org/wiki/Карачаганакское_нефтегазовое_месторождение).
- 4 [http://www.berkyt.kz/ke/index.php?option=com\\_content&view=article&id=193:2011-05-10-12-42-46&catid=59:2011-05-04-13-00-01&Itemid=98&lang=en](http://www.berkyt.kz/ke/index.php?option=com_content&view=article&id=193:2011-05-10-12-42-46&catid=59:2011-05-04-13-00-01&Itemid=98&lang=en).
- 5 веб-сайт [www.bnews.kz](http://www.bnews.kz), <http://www.zakon.kz/>.
- 6 [http://ru.wikipedia.org/wiki/Амангельды\\_\(газовое\\_месторождение\)](http://ru.wikipedia.org/wiki/Амангельды_(газовое_месторождение)).
- 7 <http://expert.ru/kazakhstan/2011/05>.
- 8 Квепель, М. Н., Высоцкий, В. И., Заргарян, Т. Г. Современное состояние и тенденции развития нефтегазового комплекса Туркменистана и других центральноазиатских стран Ближнего зарубежья. – М. : ОАО «ВНИИЗРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», 2010. – 286 с.
- 9 [http://82.200.130.64/rus/ekonomika/jubilej\\_bozojskogo\\_hranilishta\\_gaza.html](http://82.200.130.64/rus/ekonomika/jubilej_bozojskogo_hranilishta_gaza.html).

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 20.11.12.

*Р. Е. Қайыржанов, В. В. Рындин, А. Т. Сагинаева*  
**Қазақстанның мұнай және газды кен ошағы**

С. Торайгыров атындағы Павлодар мемлекеттік университеті,  
Павлодар қ.  
Материал 20.11.12 редакцияға түсті.

*R. E. Kairzhanov, V. V. Ryndin, A. T. Saginaeva*  
**Oil and gas fields of Kazakhstan**

Pavlodar State University named after S. Toraiyrov, Pavlodar.  
Material received on 20.11.12

