

ФОРМУЛА ДОЛГОВЕЧНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА



Д.К. АЖГАЛИЕВ¹,
доктор геол.-мин. наук,
ведущий научный сотрудник,
dulat.azhgaliev@gmail.com



Ж.Н. ЖАЛГАСОВ²,
генеральный директор,
Почетный разведчик недр,
zhalgasov@magicrot.com

НАО «АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. САФИ УТЕБАЕВА»
Республика Казахстан, 060027, г. Атырау, ул. М. Баймуханова, 45-а

²ТОО «МАГИКРОТ»,
Республика Казахстан, г. Алматы, 050012, ул. Мауленова, 85, офис 67-в

Рассматриваются вопросы состояния и результаты длительной разработки месторождений нефти и газа с учетом и обоснованием факторов, влияющих на продление дальнейшего их рентабельного освоения. Для оценки возможных факторов «продления срока эксплуатации» месторождений углеводородов в качестве пилотного варианта определено месторождение Мунайлы в надсолевых отложениях юго-восточной части Прикаспийской впадины.

В соответствии с этим приведена последовательность основных этапов в изучении и освоении, а также особенности данного месторождения. Прогноз авторами долговечности разработки месторождений обосновывается фактором естественного восполнения запасов, которое может быть достигнуто путем установки определенных ограничительных мер и соблюдения приемлемого для условий каждого отдельного месторождения оптимального режима работы. Это касается установления оптимальных отборов нефти, среднесуточного дебита скважины и др. Определение данной закономерности и использование ее в практическом отношении имеет благоприятные исторические предпосылки, что подтверждается на примере многих разрабатываемых объектов в России и Казахстане.

При обосновании данного прогноза учтены также главные особенности геологического строения месторождения Мунайлы, среди которых немаловажное значение в оценке условия залегания и продуктивности надсолевых месторождений Прикаспийской впадины имеет присутствие и влияние подстилающих комплексов отложений. Это касается соле-

носной толщи кунгурского возраста, подсолоевой палеозойской толщи, влияния разломной тектоники, способствующей развитию в разрезе месторождения определенных нефтегазоподводящих каналов за счет нарушения различного порядка, зон разуплотнения и трещиноватости горных пород.

По результатам выполненного анализа обоснована необходимость соблюдения реабилитационного цикла, составляющего 10-15 лет, позволяющего восстановить внутренние показатели энергетического состояния и объемы углеводородов соответственно существующей модели резервуара (ловушки) месторождения до уровня, при котором возможно продолжение дальнейшего рентабельного освоения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Прикаспийская впадина, структура, надсолоевой комплекс, углеводороды, ловушка нефти и газа, разрез, запасы, модель строения, разработка месторождений.

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕҢІЛДЕРІНІҢ ТӨЗІМДІЛІГІНІҢ ФОРМУЛАСЫ

Д.К. ӘЖҒАЛИЕВ¹, геол.-мин. ғыл. докторы, жетекші ғылыми қызметкер,
dulat.azhgaliev@gmail.com

Ж.Н. ЖАЛҒАСОВ², бас атқарушы директор директор, Жер қойнауын құрметті барлаушы,
zhalgasov@magicrot.com

«САФИ ӨТЕБАЕВ АТЫНДАҒЫАТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІ» КЕАҚ
Қазақстан Республикасы, 060027, Атырау қаласы, М. Баймұхановк-сі, 45-а

²«МАГИКРОТ» ЖШС,
Қазақстан Республикасы, Алматы қаласы, 050012, Мәуленов көшесі, 85, 67-в кеңсе

Мақалада мұнай мен газ кен орындарының жай-күйі мәселелері және оларды одан әрі рентабельді игеруді жалғастыруға ықпал ететін факторларды ескере және негіздей отырып, ұзақ уақыт өңдеу нәтижелері қарастырылады. Көмірсутектер кен орындарының «пайдалану мерзімін ұзартудың» ықтимал факторларын бағалау үшін пилоттық нұсқа ретінде Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігінің тұзүсті шөгінділеріндегі мұнайлы кен орны анықталды.

Осыған сәйкес зерттеу мен игерудегі негізгі кезеңдердің реттілігі, сондай-ақ осы кен орнының ерекшеліктері келтірілген. Кен орындарын игерудің ұзақ мерзімділігі авторларының болжамы белгілі бір шектеу шараларын белгілеу және әрбір жеке кен орнының жағдайлары үшін қолайлы оңтайлы жұмыс режимін сақтау арқылы қол жеткізуге болатын қорларды табиғи толықтыру факторымен негізделеді. Бұл мұнайдың оңтайлы іріктеуін, ұңғыманың орташа тәуліктік дебитін белгілеуге және т.б. қатысты. Осы заңдылықты айқындау және оны практикалық тұрғыдан пайдалану қолайлы тарихи алғышарттарға ие, бұл Ресей мен Қазақстанда әзірленіп жатқан көптеген объектілердің мысалында расталады.

Осы болжамды негіздеу кезінде мұнайлы кен орнының геологиялық құрылымының басты ерекшеліктері де ескерілді, олардың арасында Каспий маңы ойпатының тұз үстіндегі кен орындарының орналасу жағдайы мен өнімділігін бағалауда шөгінділердің төселетін кешендерінің болуы мен әсері маңызды емес. Бұл Кунгур дәуірінің тұзды қалыңдығына, тұз астындағы палеозой қалыңдығына, әртүрлі тәртіптің бұзылуына, тау жыныстарының тығыздалуы мен жарылуына байланысты кен орнында белгілі бір мұнай-газ жеткізуші арналардың дамуына ықпал ететін сынған тектониканың әсеріне қатысты.

Орындалған талдау нәтижелері бойынша кен орнының тиісінше қолданыстағы резервуар (тұзақтар) моделінің энергетикалық жай-күйінің ішкі көрсеткіштері мен көмірсутектер көлемдерін одан әрі рентабельді игеруді жалғастыруға болатын деңгейге дейін қалпына келтіруге мүмкіндік беретін 10-15 жылды құрайтын оңалту циклін сақтау қажеттілігі негізделген.

ТҮІН СӨЗДЕР: Каспий маңы ойпаты, құрылым, тұзүсті кешені, көмірсутектер, мұнай және газ тұзағы, қима, қорлар, құрылыс моделі, кен орындарын өңдеу.

FORMULA FOR THE DURABILITY OF OIL AND GAS FIELDS

D.K. AZHGALIYEV¹, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Leading research fellow, dulat.azhgaliev@gmail.com

Zh.N. ZHALGASOV², General Director, Honored Prospector, zhalgasov@magikrot.com

JSC "ATYRAU OIL AND GAS UNIVERSITY NAMED AFTER SAFI UTEBAYEV"
45-a, M. Baimukhanov Street, Atyrau, 060027, Republic of Kazakhstan

²«MAGIKROT» LLP,

85, Maulenov Street, Office 67-v, 050012, Almaty, Republic of Kazakhstan

The article is concerned with the issues of the status and results of long-term development of oil and gas fields, with consideration and justification of the factors that influence the extension of their further cost-effective development. To evaluate the potential factors of "plant life extension" of hydrocarbon reservoirs, the Munaily field in above-salt deposits of the southeastern part of the Pre-Caspian Depression has been designated as a pilot option.

Pursuant thereto, the sequence of the major stages in the study and development, as well as the specific features of this field are provided. The forecast made by the authors for the longevity of field production is based on the factor of natural replenishment of reserves, which can be achieved through the establishment of certain restrictive measures and observance of the optimum operation mode appropriate for the conditions of each particular field. This refers to the setting of optimal oil withdrawals, the average daily flow rate of the well, etc. Determination of this pattern and its use in practical terms has favorable historical prerequisites, which is confirmed by the example of numerous objects under development in Russia and Kazakhstan.

When substantiating this forecast, the main features of the geological structure of the Munaily field have also been taken into account, among which considerable importance in evaluating the mode of occurrence and productivity of above-salt deposits in the Pre-Caspian Depression is given to the presence and impact of underlying complexes of sediments. This concerns the salt-bearing section of the Kungurian age, the subsalt Paleozoic strata, and the influence of fault tectonics, which contributes to the development in the field section of certain oil and gas feed channels due to disturbances of various order, zones of decompaction, and fracture porosity of the rock formations.

Following the results of the analysis, the necessity of compliance with the rehabilitation cycle of 10-15 years has been substantiated, which allows restoring the internal indicators of the energy state and the volume of hydrocarbons in line with the existing model of the reservoir (trap) of the field to the level at which the continuation of further cost-effective development is possible.

KEY WORDS: *Peri-Caspian Depression, structure, above-salt complex, hydrocarbons, oil and gas trap, section, reserves, structural model, field development.*

Введение. В настоящее время проблема повышения нефтеотдачи месторождений и продления срока их рентабельного периода освоения, которые находятся на «зрелой» и поздней стадии разработки, является весьма актуальной. В особенности это относится к месторождениям надсолевого комплекса на южном, юго-восточном и восточном обрамлении Прикаспийской впадины. Весьма характерными в данном отношении являются примеры с разработкой месторождений Мартышинской (междуречье Урал-Волга), Южно-Эмбинской, Сагизской (междуречье Урал-Эмба) и Шубаркудук-Акжарской зоны нефтегазонакопления [1].

На практике разработки месторождений надсолевого комплекса давно известна примечательная особенность в том, что срок их эксплуатации не заканчивает-

ся и находит новое продолжение, несмотря на отбор и извлечение существующих утвержденных объемов запасов нефти и газа. На примере небольших и мелких месторождений в надсолевых отложениях юга Прикаспийской впадины Байшонас, Кошкар, Тажигали Юго-Западный, Кульсары, Акингень, Искине, Карсак, Ботахан, Мунайлы, Сагиз и др., при проведении пересчета запасов в период 2006-2009 гг., данная закономерность проявлялась и была особенно характерной. Учет данной закономерности позволяет в последние годы обосновывать и оценивать новые возможности для продолжения полноценного освоения таких месторождений с позиции феномена естественного восполнения запасов углеводородов [2].

Данный эффект, наряду с регионом Прикаспийской впадины в Казахстане, известен с 90-х годов прошлого века на примере истощенных месторождений Российской Федерации (Волго-Уральский, Северо-Кавказский регион, Западная Сибирь), срок эксплуатации которых превысил 50 лет и более. В процессе изучения месторождений данных регионов было отмечено явление восстановления нефтяных дебитов в полностью обводненных, ранее простаивающих долгое время скважинах. Такие факторы общегеологического порядка как недостаточный учет объема извлекаемых запасов, возможные процессы миграции остаточной нефти под влиянием сил гравитации, несовершенство промысловой модели строения продуктивных горизонтов из-за повышенной сложности условий залегания резервуарной части разреза не являются сколько-нибудь достаточным обоснованием, объясняющим, непосредственно, феномен долговечности месторождений данного порядка [2].

Авторы на конкретных примерах неоднократно убеждались в этом, когда встречались с «аномальными» скважинами, в которых ключевые параметры (дебит, пластовое давление и температура) в значительной мере или на порядок превосходили их значения в соседних скважинах. Очевидно, забои таких «аномальных скважин» находились вблизи определенного «подводящего канала» и зон вероятной естественной «подпитки» снизу для ловушек, залегающих на верхнем стратиграфическом уровне. Эти аномальные скважины, очевидно, представляют наибольший интерес с точки зрения их последующей реабилитации. Тем временем статистика месторождений, на которых, в разрабатываемых длительный срок залежах, было установлено объективное восполнения запасов нефти и газа, неуклонно растет. Соответствующие процессы регенерирующего характера отмечены на месторождениях практически во всех «старых» нефтегазоносных провинциях. Причем, в Российской Федерации некоторые месторождения эксплуатировались, начиная с 40-50-ых годов и более раннего периода.

Методы и материалы исследования. Для месторождений, приуроченных к надсолевым отложениям Прикаспийской впадины, одним из авторов статьи (Жалгазов Ж.Н.) было разработано изобретение МПК E21 В 43/00, поданное 15.09.2016 г. под названием «Способ эксплуатации нефтяных месторождений с применением реабилитационных циклов». Изобретение имеет прямое отношение к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано при освоении, разработке и эксплуатации различных по запасам нефтяных месторождений Казахстана.

Как известно, в процессе интенсивной добычи нефти превышение дебита жидкости над скоростью притока остаточной нефти на забой эксплуатационных скважин приводит к значительному росту обводненности добываемой нефти и преждевремен-

ному прекращению добычи нефти. С учетом этого, идея данного изобретения заключалась в том, что через некоторое время (измеряемое зачастую несколькими годами), месторождение и расположенные на нем скважины могут реабилитироваться и быть опять введенными в разработку. Наиболее перспективными в этом случае являются скважины, расположенные непосредственно в зонах вероятной «подпитки» снизу.

В силу обстоятельств, практическое применение предложенного автором данного изобретения и реализация основной его идеи логического завершения пока в полной мере не получило. Официальные органы ограничились лишь тем, что просто зафиксировали данное изобретение, как хорошую идею, которая в результате в настоящее время остается неоформленной в качестве соответствующего патента. Поэтому, авторы надеются в ближайшее время урегулировать данное несоответствие и утвердить необходимые права на данное изобретение.

Ниже рассмотрены возможности применения данного изобретения и соответствующие представления на примере характерного для надсолевого комплекса Прикаспийской впадины месторождения Мунайлы, с целью создания математической модели и обоснования формулы долговечности его эксплуатации (рисунки 1).

1) *Историческая справка.* Нефтяное месторождение Мунайлы расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в Жылойском районе Атырауской

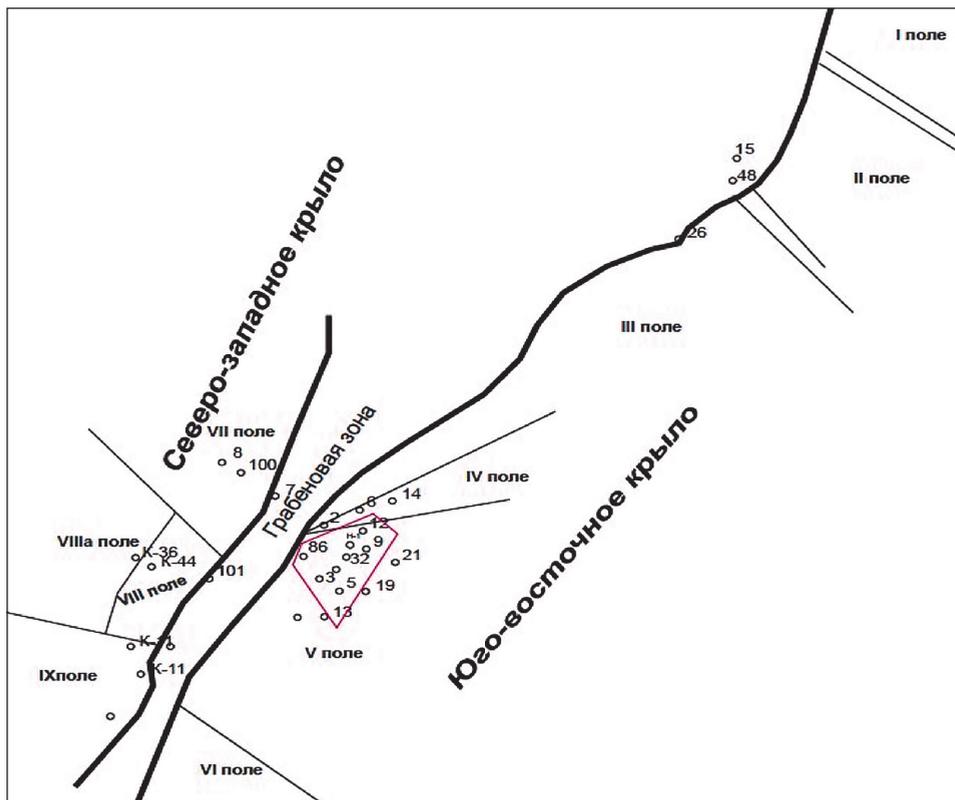


Рисунок 1 – Тектоническая схема солянокупольной структуры Мунайлы (красным контуром отмечен геологический отвод)

области Республики Казахстан. В геологическом отношении площадь Мунайлы приурочена к области активного проявления процессов солянокупольной тектоники [3,4]. Ведущая роль соленосной толщи в определении главных закономерностей в формировании и размещении надсолевых залежей УВ, как известно, является общепризнанной. При этом, залежи УВ, в свою очередь, могут быть приурочены непосредственно к соляному куполу (на куполе и прикупольной зоне) или располагаться на периферии купола и межкупольной зоне [5,6].

В 1946 г. на куполе Мунайлы была начата геологическая съемка масштаба 1:25000 с применением картировочного бурения. В результате проведенных работ была составлена первая структурная карта в «рабочем» масштабе 1:25000. Одновременно с этим на площади начато поисково-разведочное бурение. По результатам проведенных работ в 1948 г. выявлены и оконтурены нефтяные залежи в триасовых, юрских и неокомских отложениях в процессе опробования скважин № 1, 3 и 4 в пределах юго-восточного крыла структуры. В 1993 г. на месторождении проведены последние сейсмические исследования 2Д. Всего в разрезе выделено 10 продуктивных горизонтов: 7 – юра (Ю-I, II, III, IV, V, VI, VII), 2 – неокм нижний мел (I пс, II пс) и 1 – триас (РТ).

По состоянию на 01.01.1997 г. добыча нефти на месторождении достигла 1350 тыс тонн, объем извлекаемых запасов нефти был практически исчерпан. Месторождение было обводнено на 97%. Конечный коэффициент извлечения нефти составил 0,558. В 1997 г. месторождение с остаточными извлекаемыми запасами нефти в объеме 1 тыс тонн было введено в консервацию.

Произведенные ЦНИЛ НК «Казахойл» расчеты эффективности разработки месторождения Мунайлы показали нерентабельность и экономическую нецелесообразность дальнейшей эксплуатации месторождения и, в 2001 г., оно было ликвидировано с последующим списанием запасов с баланса.

Основные этапы и события развития работ на месторождении Мунайлы приведены в *таблице 1*.

Таблица 1 – Основные этапы и события развития работ на месторождении Мунайлы

1997	2000-2001	2005	2006
Месторождение введено в консервацию.	Завершение срока государственной лицензии № 222 от 27.07.1995 г. Ликвидация месторождения.	Контракт № 1646 от 31.01.2005 г. по месторождению заключен с недропользователем.	Без проведения поисковых работ в законодательном порядке право по Контракту № 1646 передано другому недропользователю.
2007	2009	2010	2019
Проект доразведки, пробурено 2 новые скважины Н-1 и Н-2.	Пересчет запасов по горизонтам V, VI, VII (средняя юра).	Принята и утверждена технологическая схема по гор. V, VI, VII. До 2019 г. в работе была только одна скважина Н-1.	Пробурено 2 новые скважины (МК-1, МК-2). Проведен Анализ разработки: Н-1 на VI гор., МК-1 на V гор., Н-2 на VII гор.

На основе имеющихся материалов в дальнейшем составлен проект доразведки данного месторождения (КазНИГРИ, 2007 г.), в рамках которого пробурены 2 новые скважины Н1 и Н2. В 2009 г. проведен пересчет запасов УВС по 3-м нижним юрским горизонтам V, VI и VII (ТОО «ГЕО-Мунай XXI»). Учтены данные по двум последним пробуренным новым скважинам. Подсчитанные геологические и извлекаемые запасы были поставлены на Государственный баланс.

На основе уточненной оценки запасов по трем продуктивным горизонтам принята и утверждена Технологическая схема разработки V, VI и VII среднеюрских горизонтов (далее – ТС), выполненная ТОО «ГЕО-Мунай XXI» (2010 г.). В рамках ТС в 2019 г. было пробурено 5 новых скважин МК-1, 2, 3, 4 и 5. Всего на площади месторождения Мунайлы в границах Геологического и Горного отвода пробурено в настоящее время 65 скважин (рисунк 2).

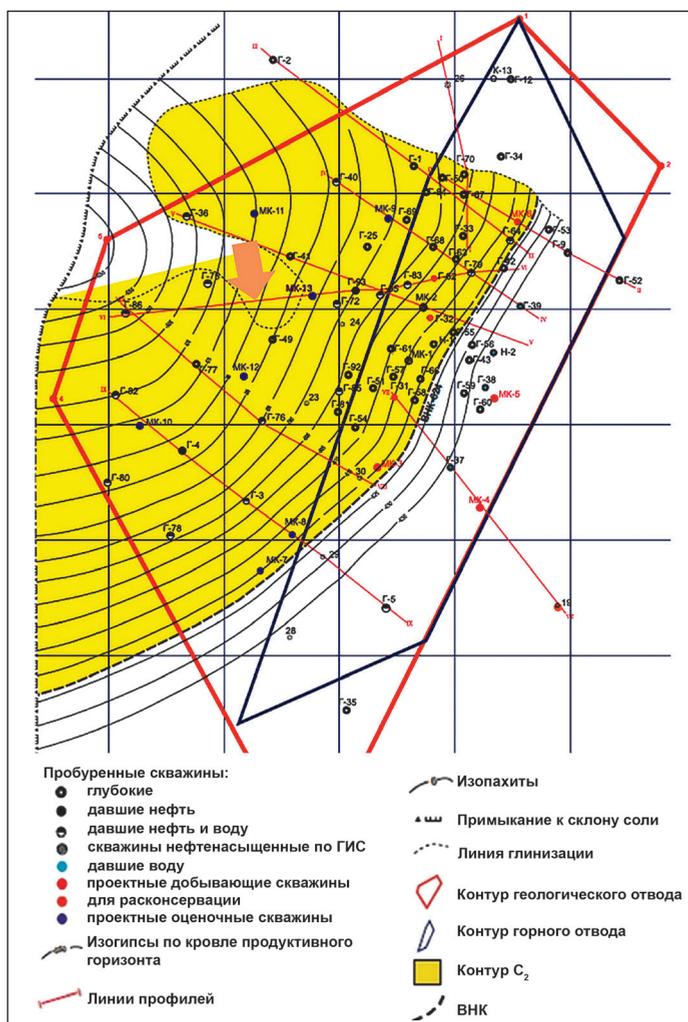


Рисунок 2 – Структурная схема по кровле II неокомского продуктивного горизонта (указано синий контур – Горный отвод, красный контур – Геологический отвод)

2) *Геолого-промысловая характеристика месторождения.* Тектоническое строение и морфология соляного купола Мунайлы характеризуется 2-мя крыльями (северо-западное и юго-восточное крыло) и центральным грабеном (см. *рисунок 1*) [4]. На структуре выделено всего 9 блоков (полей), Геологический и Горный отводы занимают в основном площадь V-ого поля (зона наибольшей продуктивности). Остальные 8 блоков (полей) не изучены в полной мере, расположены частично или полностью за контуром Геологического и Горного отвода.

Глубины продуктивных горизонтов составляют 500-1300 м (*рисунки 3, 4*). Из 10-ти выявленных продуктивных горизонтов промышленное значение имеют 9 горизонтов в юрских и меловых отложениях. Горизонт в триасе в связи с недостаточной изученностью в данном отношении не рассматривается. Фонд действующих скважин месторождения Мунайлы составляет 39 единиц, в т.ч. 35 ликвидировано

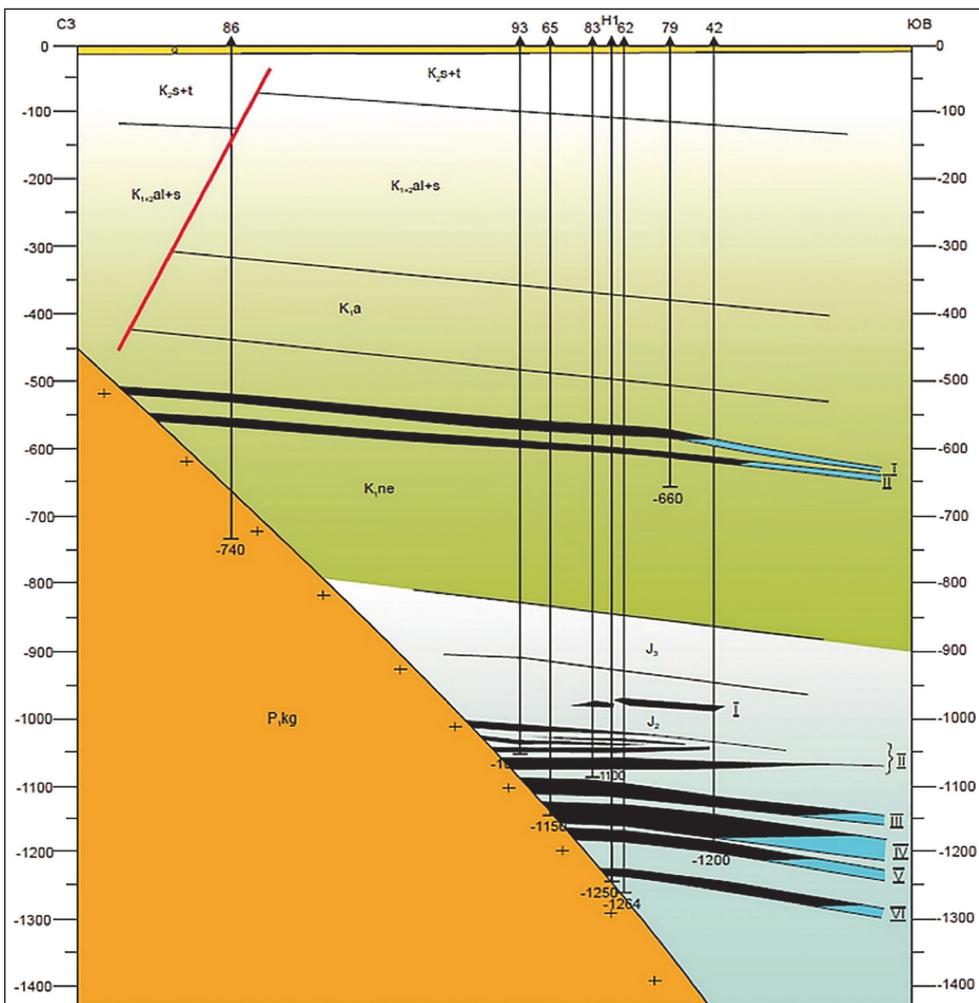


Рисунок 3 – Геологический профиль через месторождение (линия VI-VI на схеме рисунка 2)

по геологическим и техническим причинам, 2 – действующие, 1 – в ожидании освоения и 1 – наблюдательная скважина.

Результаты и обсуждение. Как показывает более детальный анализ данных о геологическом строении, в особенности, площадь месторождения характеризуется различной и в большей мере неполной степенью изученности глубоким бурением. Так, в контуре месторождения поля I и II остаются бурением неизученными. В пределах поля III пробурено 2 скважины, интерес представляет приподнятая зона в северо-восточной части поля.

Основное поле V хорошо изучено бурением по юре и мелу, по триасовым отложениям дальнейшее изучения поля представляется перспективным. В основном это касается погруженных участков юго-восточного крыла. Поле VI остается бурением неизученным и также представляется перспективным.

Поля VII, VIII и VIIIa относятся к северо-западному крылу купола Мунайлы. В случае проведения объемной сейсморазведки 3Д-МОГТ с выходом за пределы Геологического отвода в разрезе данных полей высока вероятность выявления новых перспективных ловушек.

Как уже было отмечено, в разрезе месторождения практически остаются неизученными в должной мере триасовые отложения. Поисковый интерес представляет сводовая часть соляного купола (грабен) и периферийная часть купола, где могли сохраниться триасовые отложения (среднетриасовые седиментационные ловушки).

Отдельными объектами для детального изучения по триасу, юре и мелу являются юго-восточное и юго-западное погружение V поля. В целом, следует уточнить строение всех приподнятых участков в пределах III и IV поля. В случае проведения сейсморазведки 3Д-МОГТ существенно расширяются перспективы за счет уточнения модели строения нефтяных залежей и дополнительных ловушек, появляются предпосылки для увеличения площади продуктивности [3, 4]. Расширенный по площади вариант проведения объемных сейсмических исследований позволяет более полно оценить строение соляного купола и зоны вероятного распространения дополнительных ловушек нефти и газа. В данном случае высока вероятность обнаружения новых залежей в ловушках, связанных и экранированных уступами соли и разломами. *Таким образом, дальнейшие геологические перспективы расширения нефтегазоносности предопределяются, как не странно, неполной и недостаточной степенью изученности площади месторождения и прилегающей территории по отдельным блокам и тектоническим полям.*

1) *Благоприятные предпосылки для высокой рентабельности и продолжения разработки.* Месторождение длительное время (25 лет) с 1997 по 2022 г. практически (большой частью) находится в консервации. Некоторое время из 10 выявленных продуктивных горизонтов в работе периодически находились только 2 горизонта (VI, VII). Несомненно, что за это время с учетом высокой гидродинамической активности, характерной для мезозойских преимущественно терригенных отложений, в разрезе сохранялись условия для накопления энергии и восстановления естественного состояния внутри продуктивных горизонтов (проницаемая часть разреза).

По данным за 2019 г. основные показатели разработки месторождения характеризуются достаточно высокими благоприятными значениями (обводненность –

15,2%, средний дебит скважины – 18,9 т/с, ожидаемое сохранение естественного режима работы залежей). Очевидно, сохраняется в значительной мере и объем извлекаемых запасов.

Структура имеющихся запасов нефти и газа не претерпела существенных изменений в сравнении с утвержденными объемами УВ (2009 г.). В период 2010-2019 гг. в рамках ТС в работе периодически находилась только 1 скважина (Н-1): 2014 и 2015 г., 2016 г. (апрель – декабрь), 2017 г. (январь – февраль и апрель – май).

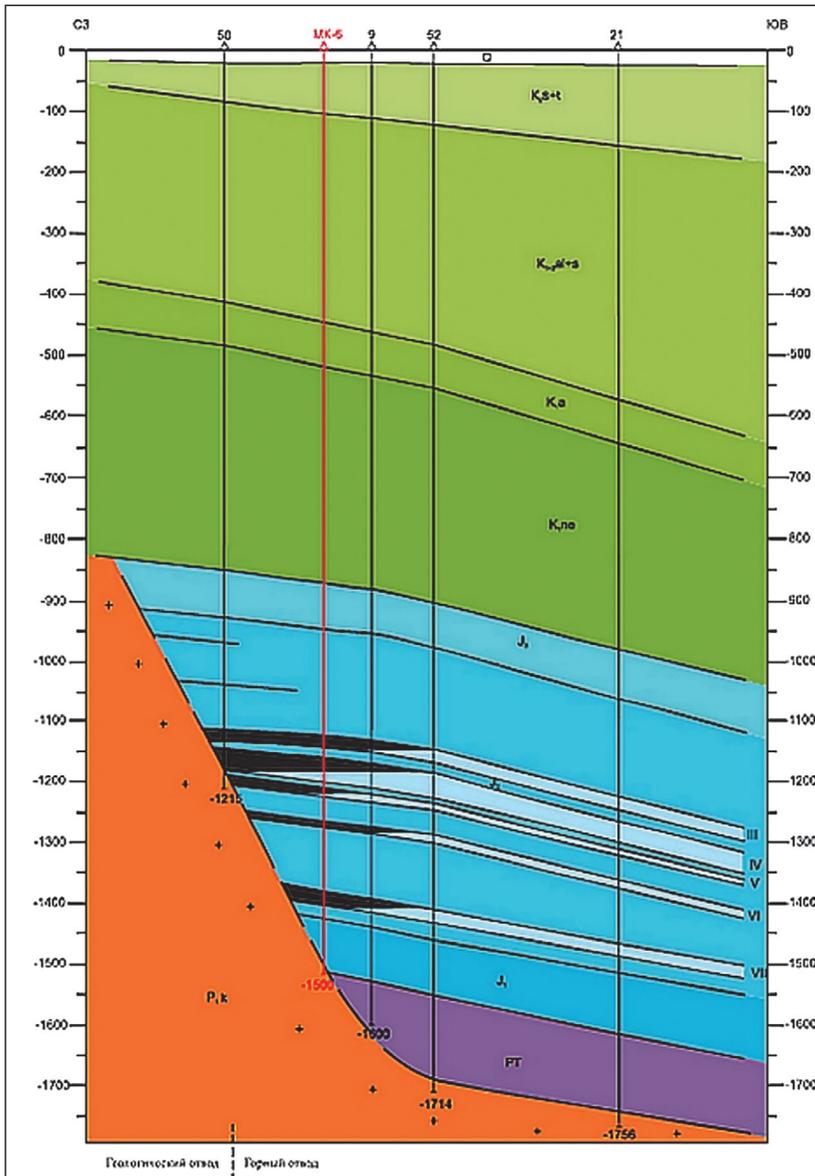


Рисунок 4 – Условия залегания и положение триасовых отложений по профилю II-II (положение профиля на рисунке 2)

Действующий фонд месторождения представлен 4 скважинами, в т.ч. 3 – в рабочем состоянии и 1 – в ожидании освоения. Это позволяет рассчитывать на рентабельность разработки на ближайший период и годы освоения. Кроме того, работы проводились только на 2 продуктивные горизонта (VI, VII).

В перспективе, при оптимальном проведении сейсмических исследований 3Д-МОГТ вполне ожидаемо и возможно расширение площади съемки с выходом за контуры Геологического отвода, в целях охвата всех залежей внутри горизонтов. Т.к. все последнее время относительно более детально изучались только 3 горизонта из 10 имеющихся продуктивных горизонтов, что позволяет осуществить оптимизацию разработки залежей за счет полноценного изучения всех продуктивных горизонтов.

2) *Методика оценки состояния и обоснования фактора долговечности разработки месторождения.* Вышеизложенные материалы позволяют подойти к обоснованию факторов долговечности разработки и освоения месторождения. С учетом ввода в 1997 г. в консервацию месторождение находилось в работе округленно 50 лет (с 1948 г. до 1997 г.). Показатель КИН и остающаяся в залежах доля запасов составляет $0,558 + 0,442 = 1,000$. Соответственно, величина 0,442 указывает на остающийся не извлеченный объем запасов нефти и газа.

Резервуар опустел на 55%, вместе с этим в пластах имеет место процесс расширения, что, в свою очередь, вызывает выделение 25% легких фракций углеводорода, т.е. улучшается качество нефти и, резервуар дополняется новым объемом. Т.е. $0,442 + 0,250 = 0,692$, что составляет почти 70% и пополнение запасов за счет естественного процесса расширения в резервуаре. Остальные 30% являют собой объем, относимый за счет глубинной «подпитки» (значение X), которая реальна за счет вертикального (нефтеносные резервуары на большой глубине в более древних свитах) и латеральной (близлежащие месторождения) миграции и переноса, при условии консервации месторождения на 10-15 лет.

Далее, за 50 лет эксплуатации месторождения в период до 1997 г. (V – время) фактически добыто 1350 000 тонн нефти. Условно примем данный объем (Q) за извлекаемый запас. Следовательно, $Q:V = R$ (режим). То же в цифровых значениях составляет $1\ 350\ 000 : 50 = 27000$ т/год.

Первый вариант. Как правило, все месторождения разрабатываются после того как утвердятся его геологические и извлекаемые запасы. Отсюда следует, что показатель Q (извлекаемые запасы) и V (время эксплуатации) мы задаем самостоятельно. Показатель R (режим) вычисляем по формуле. Остается оценить величину X (подпитка), т.е. дополнительные 30 %, которую можно определить и вычислить с учетом привлечения специальных и недостающих геолого-геофизических данных.

Второй вариант с определением и обоснованием показателя X (подпитка) может быть осуществлен эмпирическим путем, в результате задачи и проведения разных режимов отбора (значение режима R).

Третий, наиболее надежный вариант учитывает консервацию месторождения нефти и газа на 10-15 лет. Данный вариант обеспечивает условия для достижения вечной эксплуатации нефтяного месторождения. При этом консервация будет «циклической» и повторяться через каждые 10-15 лет. Почему выбран срок 10-15 лет? Это характерное время для данного типа месторождения нефти и газа (Мунайлы). При определении показателя подпитки X практически свободно можно создать

модель вечного месторождения! Поэтому, месторождение Мунайлы относится к той категории месторождений, которое будет работать практически вечно, при условии соблюдения реабилитационного цикла. Также, авторы убеждены в том, что для месторождения Мунайлы и аналогичных ему объектов основной «подпиткой» снизу (т.е. с больших глубин) могут являться крупные подсолевые продуктивные структуры (ловушки нефти и газа) [6-8, 14].

Обосновываемые прогнозы в части долговечности месторождений нефти и газа представляются достаточно реалистичными в той мере, что отмеченные выше доводы потребуют коренного пересмотра принципов разработки нефтяных и газовых месторождений, располагающихся в современных, интенсивно генерирующих УВ, осадочных бассейнах.

Очевидно, что исходя из темпов генерации, разработка месторождений должна планироваться таким образом, чтобы скорость отбора находилась в определенном соотношении со скоростью восполнения объема ловушки и поступления УВ из очагов генерации.

При этих условиях месторождения будут пребывать в режиме естественного восполнения запасов нефти и газа и, одновременно, разрабатываться неограниченное длительное время. Полагаем, что многие месторождения будут действовать сотни лет, давая устойчивую и сбалансированную масштабом генерации УВ добычу. В последние годы все больше геологов убеждаются в том, что нефть и газ являются возобновляемыми природными ископаемыми и их освоение должно планироваться с учетом научно обоснованного баланса объемов естественной генерации УВ и возможностей отбора в процессе эксплуатации месторождений [2, 12].

В условиях надсолевого комплекса Прикаспийской впадины подавляющее большинство месторождений по запасам относится к категории мелких и средних по запасам месторождений, которые разрабатываются небольшими компаниями [7]. В условиях наличия месторождения такого порядка, для компаний (операторов) оно является довольно внушительным активом. Разработка таких месторождений с учетом применения предлагаемой методики, обеспечивающей долговечность их эксплуатации, позволит в значительной мере укрепить рыночную стоимость соответствующих активов и месторождений. После интенсивных отборов в скважинах наступает закономерное «истощение», находящихся на балансе запасов, снижается добыча и пластовое давление. Соблюдение указанного выше баланса позволит значительно продлить срок эксплуатации месторождений и улучшить экономические показатели разработки. Для реализации в дальнейшем, рассмотренной новой парадигмы разработки месторождений, необходимо продолжить анализ поступающей новой информации и идей в области естественного восполнения запасов нефти и газа.

Представления о существовании глубинных нефтегазоподводящих каналов, за счет которых формируются и восполняются запасы нефти в верхней части разреза осадочного чехла, имеют под собой уже достаточную теоретически обоснованную базу [10, 11, 12]. Крупные вертикальные зоны «прорыва» (каналы) определены и зафиксированы по данным сейсморазведки достаточно четко и объективно на месторождениях Северо-Парусовое, Западно-Мессояхское и Восточно-Мессояхское и др. в Западной Сибири РФ. Нефтегазоподводящие каналы, таким образом, явля-

ются частью тектонических разломов, представляют собой узкие и широкие зоны нарушенных, трещиноватых пород, которые отличаются по физическим свойствам от вмещающей толщи.

Выводы. По опыту разработки мелких надсолевых месторождений Прикаспийской впадины можно констатировать, что, как правило, объем ловушки с течением времени продолжает заполняться новыми объемами нефти, несмотря на полное извлечение утвержденных балансом запасов нефти. Таким образом, идеальный вариант «бесконечного» по времени планомерного и рентабельного освоения месторождения может быть получен при моделировании разработки месторождения и необходимого расчетного времени (баланса), за которое объем отобранной нефти будет равен объему, поступивших углеводородов через «подводящий канал». Каждое месторождение в мезозойских отложениях имеет подводящий канал, который определенно связан с крупными поднятиями в более древних палеозойских отложениях или обусловлен существованием вертикальных каналов «прорыва».

Крупные по размерам продуктивные структуры в палеозойских отложениях имеют очень широкое распространение и выделены на юго-восточном обрамлении Прикаспийской впадины и, в особенности, в районе расположения надсолевого месторождения Мунайлы. Таковыми являются подсолевые палеозойские поднятия Биикжал, Улькентобе Юго-Западное, Маткен, Карашунгул, Ушмола, Торемурат, Мунайбай и др., в разрезе которых выявлены продуктивные горизонты и, которые обеспечены и обоснованы объективными сейсмическими моделями. Возможно, объективное существование вертикального перетока за счет нефтегазоподводящего канала в условиях Прикаспийской впадины в достаточной и необходимой мере еще не изучено, и требует постановки соответствующих задач при проведении поисковых работ. Актуальным в этой связи также представляется изучение данного вопроса применительно к вероятной связи рассматриваемой закономерности с подсолевым месторождением-гигантам Тенгиз, Королевское.

Близкое в структурном плане геолого-тектоническое расположение надсолевой залежи Мунайлы, также как и других характерных месторождений на юго-востоке Прикаспийской впадины, и крупных подсолевых объектов позволяет еще дальше развивать идеи перспективного развития «старых» надсолевых месторождений. Однако, обсуждение развития таких перспективных идей выходит за рамки проблематики данной статьи, связанной с долговечностью освоения надсолевых месторождений и может быть рассмотрено дополнительно в качестве отдельной темы. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Воцалевский Э.С. О нефтегазовом потенциале надсолевых отложений юга Прикаспийской впадины // Известия НАН РК. Серия геологическая. – А. – 2006. – № 3. – С. 35-42 [Votcalevskiy E.S. O neftegazovom potentsiyale nadsolvevykh otlozheniy yuga Prikaspiyskoy vpadiny // Izvestiya NAN RK. Seriya geologicheskaya. – A. – 2006. № 3. – S.35-42.]
- 2 Стовбун Ю.А., Попов Е.А., Русских А.С. К вопросу освоения ресурсного потенциала донорского комплекса отложений Западной Сибири (часть 1) // Бурение и нефть. – 2021. – № 1. – С. 48-55. [Stovbun Yu.A., Popov E.A., Russkikh A.S. K voprosu osvoeniya

- resursnogo potentsiala dourskogo kompleksa Zapadnoi Sibiri (chas 1) // Burenie i neft. – 2021. – № 1. – S. 48-55.]
- 3 Турков О.С. и др. Атлас нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан. В 2-х т. Алматы: Казахстанское общество нефтяников-геологов. – 2020. – Т. I. – 392 с. [Turkov O.S. i dr. Atlas nefitnyh i gazovyh mestorozhdeniy Respubliki Kazakhstan. V 2-h t. Almaty. Kazakhstanskoe obcshestvo nefitnyanikov-geologov. – 2020. – T.I. – 392 s.]
 - 4 Таскинбаев К.М. Надсолевая нефть юга Прикаспия: сколько ее и откуда она? (новая жизнь старой идеи) // Нефть и газ. – 2011. – № 4 (64). – С. 19-27. [Taskinbayev K.M. Nadsolevaiya neft yuga Prikaspiya: skolko ee i otkuda ona ? (novaiya zhizn staroiy idei) // Neft i gas. – 2011. – № 4 (64). – S. 19-27.]
 - 5 Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г., Косназарова Н.Р., Алимжанова Г.Н. Комплексные исследования и возможности интерпретации данных сейсморазведки 3Д в зонах развития соляной тектоники // Известия НАН РК. Серия геологическая. – А. – 2014. – № 4. – С.68-73. [Azgaliyev D.K., Karimov S.G., Kosnazarova N.R., Alimzhanova G.N. Kompleksnyye issledovaniya i vozmozhnosti interpretatsii dannyh seismorazvedki 3D v zonah razvitiya solyanoi tektoniki // Izvestiya NAN RK. Seriya geologicheskaya. – A. – 2014. – № 4. – S. 68-73.]
 - 6 Куанышев Ф.М. Первое межкупольное месторождение нефти на юге Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1988. – № 7. – С. 10-12. [Kuanyshev F.M. Pervoe mezhkupolnoe mestorozhdenie nefti na yuge Prikaspiyskoy vpadiny // Geologiya nefti i gaza. – 1988. – № 7. – S.10-12.] 7 Шахновский И.М. Происхождение нефтяных и газовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М. – 2002. – № 3. – С. 16-24 [Shakhnovskiy I.M. Proishozhdenie nefitnyah i gazovyh mestorozhdeniy // Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnyah i gazovyh mestorozhdeniy. – M. – 2002. – No 3. – S. 16-24].
 - 8 Куанышев Ф.М., Шаягдатов Р.Ф. Теоретические аспекты прогноза нефтегазонасности солянокупольных структур юга Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1992. – № 8. – С. 12-13. [Kuanyshev F.M., Shayagdamov R.F. Teoreticheskie aspekty prognoza neftegazonosnosti solyanokupolnyh struktur yuga Prikaspiyskoy vpadiny // Geologiya nefti i gaza. – 1992. – No 8. – S.12-13.]
 - 9 Трофимов В.А., Корчагин В.И. Развитие представлений о формировании месторождений нефти (с позиции их глубинного происхождения) // Геология нефти и газа. – 2005. – № 2. – С.51-54. [Trofimov V.A. Razvitiye predstavleniy o formirovanii mestorozhdeniy nefti (s pozitsii ih glubinnogo proishozhdeniya // Geologiya nefti i gaza. – 2005. – № 2. – S.51-54.]
 - 10 Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации // Георесурсы. – 2002. – № 1 (9). – С. 18-23. [Trofimov V.A., Korchagin V.I. Neftepodvodyachsie kanaly: prostranstvennoe polozhenie, metody obnaruzheniya i sposoby ikh aktivizatsii // Georesursy. – 2002. – № 1(9). – S.18-23.]
 - 11 Трофимов В.А. Кардинальное решение вопроса повышения нефтеотдачи «старых» месторождений – добыча нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов // Георесурсы. – 2013. – № 4 (54). – С. 65-67. [Trofimov V.A. Kardinalnoe reshenie voprosa povysheniya nefteotdachi «staryh» mestorozhdeniy – dobycha nefti neposredstvenno iz neftepodvodyacshih kanalov // Georesursy. – 2013. – № 4(54). – S.65-67.]
 - 12 Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования МОГТ как инструмент оценки перспектив нефтегазонасности и поисков крупных скоплений углеводородов // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С.55-63. [Trofimov V.A. Glubinnye seismicheskiye

issledovaniya MOGT kak instrument ocenki perspektiv neftegazonosnosti i poiskov krupnyh skopleniy uglevodorodov // Geologiya nefti i gaza. – 2008. – № 4. – S.55-63.]

- 13 Куанышев Ф.М., Ажгалиев Д.К., Сеитов И.Т. Перспективы нефтегазонасности надсолевого комплекса прибрежной части и акватории Северного Каспия // Геология и разведка недр Казахстана. – 1994. – № 1. – С.18-21 [Kuanyshev F.M., Azhgaliyev D.K., Seitov I.T. Perspektivy neftegazonosnosti nadsolevogo kompleksa pribrezhnoi chasti i akvatorii Severnogo Kaspiya // Geologiya i razvedka neдр Kazakhstana. – 1994. – No 1. – S. 18-21.].
- 14 Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г., Балабаева У.Ш., Курметов Б.К. Типичные модели строения залежей углеводородов в надсолевом комплексе Прикаспийского бассейна // Нефть и газ. – 2019. – № 6 (114). – С. 69-84. [Azhgaliyev D.K., Karimov S.G., Balabayeva U.Sh., Kurmetov B.K. Tipichnye modeli stroeniya zalezhey uglevodorodov v nadsolevom komplekse Prikaspiyskogo basseyna // Neft i gaz. – 2019. – № 6(114). – S. 69-84.]
- 15 Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М., Булекбаев З.Е. и др. Месторождения нефти и газа Казахстана / Справочник. – Москва. – Недра. – 1993. – 247 с. [Votcalevskiy E.S., Kuandykov B.M., Bulekbayev Z.E. i dr. Mestorozhdeniya nefti i gaza Kazakhstana / Spravochnik. – Moscow. – Nedra. – 1993. – 247 s.]