

Г. Ж. ЖОЛТАЕВ¹, Н.А. САДЫРБАЙ², А.С. КОЖАБАЕВ³

НОВЫЕ ДАННЫЕ О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОДСОЛЕВЫХ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ВОСТОЧНОМ БОРТУ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Каспийманы ойпаты Шығыс бортының мұнайгаздылығы қаразтырылған. Зерттелетін аймақта ашылған кен орындарының мұнайгаздылығы бойынша жаңа мәліметтер көлтірілген. Шығыс Жагабұлақ мұнай және газ кенорнының геологиялық құрылымы және мұнайгаздылығы толық жете көрсетілген, барланып жатқан Шығыс Жагабұлақ кен орнының болашағы саралталған. Аталған кенорны жаңа тұзактарды бір түрі екені белгіленген.

Рассматриваются вопросы нефтегазоносности Восточного борта Прикаспийской впадины. Приведены новые данные по нефтегазоносности месторождений выявленных в исследуемом районе. Детально освещены геологическое строение и нефтегазоносность месторождения нефти и газа Жагабулак Восточный, дана оценка перспектив разведываемого месторождения Жагабулак Восточный. Отмечено, что данное месторождение приурочено к новому типу ловушек.

The issues of oil and gas availability of East Caspian basin are considered. The new data on discovered oil and gas deposits in the study area is given. Covered in detail the geological structure and oil and gas reserves of Zhagabulak East, assessed the prospects explored deposits of Zhagabulak East. It is noted that the deposit Zhagabulak East is the new type of trap.

В подсолевом комплексе Восточного борта Прикаспийской впадины выявлены залежи углеводородов в терригенных (Лактыбай, Восточный Акжар) и карбонатных породах (Жанажол, Кенкияк Урихтау, Кожасай, Алибекмола, Синельниковское, Жагабулак Восточный и др.) (рис. 1). Коллекторами УВ в терригенном разрезе являются песчаники, алевролиты и трещиноватые аргиллиты нижнего карбона и нижней перми. Продуктивный комплекс карбонатных отложений сложен известняками и доломитами с прослоями аргиллитов, среди которых выделены две толщи КТ - I, КТ - II.

Верхний продуктивный комплекс толщи КТ-I гжельско - верхнеподольского возраста продуктивен в пределах площадей Жанажол, Алибекмола, Урихтау.

Нижний продуктивный комплекс толща КТ-II каширско – башкирского возраста продуктивен на месторождениях Жанажол, Алибекмола, Жагабулак Восточный, Кожасай.

На нефтяном месторождении Кенкияк в терригенных нижнепермских отложениях выявлены

б продуктивных горизонтов Р_К, Р-I, Р-II, Р-III, Р-IV, Р-V разделенных глинистыми разделами и стратиграфически приуроченных к кунгурскому, артинскому, сакмарскому и ассельскому ярусам.

В нижнебашкирско-верхневизейских отложениях выявлена залежь КТ-II толщиной до 718 м представленная в основном известняками.

Структура по кровле толщи КТ-II является брахиантклинальной складкой осложненной малоамплитудными, тектоническими нарушениями с небольшой впадиной в центральной части, которая с зоной глинизацией делит залежь на три блока.

На месторождении Жанажол промышленная нефтегазоносность связана с продуктивными толщами КТ-I и КТ-II, разделенными МКТ подольского возраста.

Карбонатный массив представляет собой резервуар, состоящий из 10 продуктивных пачек. Общая толщина КТ-I - до 554 м, КТ-II - до 830м, МКТ до 400 м.

Газоконденсатное месторождение Кожасай с запада примыкает к месторождению Жанажол.

¹ Казахстан, 050010, г. Алматы, ул. Кабанбай батыра 69а, Институт геологических наук им. К.И. Сатпаева.

² Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева 22, КазНГУ им. К.И. Сатпаева.

³ Казахстан, 050006, г. Алматы, ул. Джамбула 77, ТОО «Арал Петролиум Кэпитал».

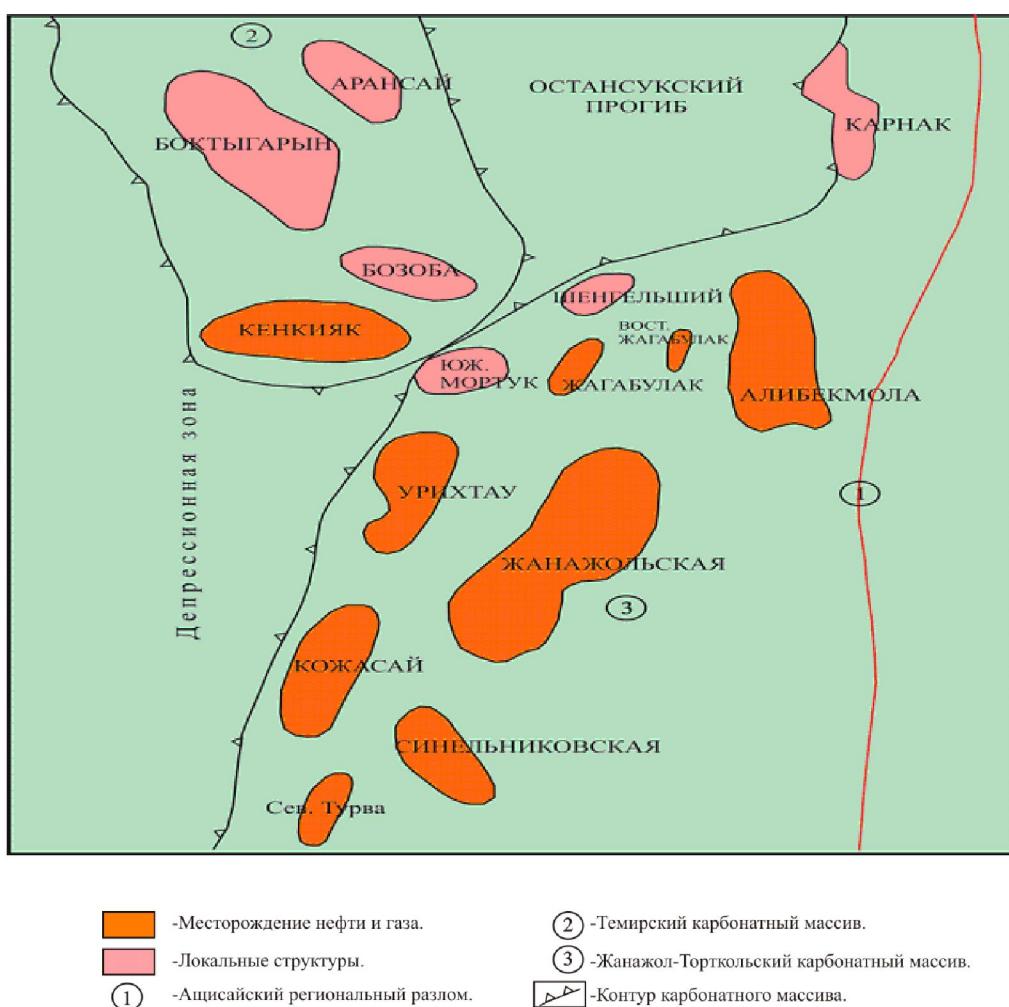


Рис. 1. Обзорная карта. Масштаб 1:50 000

В разрезе карбонатной толщи КТ-II выделены два горизонта (I и II).

Продуктивный горизонт КТ-II-I приурочен к отложениям московского и башкирского ярусов толщиной 60-160 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина - 40 м, газонасыщенная – 90 м.

Продуктивный горизонт КТ-II-II приурочен к отложениям серпуховского яруса толщиной 120-280 м, с нефтенасыщенной толщиной 87 м.

Характерной особенностью месторождения Кожасай является отсутствие верхней карбонатной толщи КТ-I, продуктивной на соседнем месторождении Жанажол.

На месторождении Алибекмоля установлена нефтегазоносность в отложениях верхнего и среднего карбона, к которым приурочены продуктивные толщи КТ-I и КТ-II, разделенные межкарбонатной толщей пород (МКТ). Месторождение представляет массивно-пластовый резервуар.

Общая высота продуктивной части месторождения составляет 500–800 м.

Структура Алибекмоля, как и Жанажол, Кенкияк, Кожасай представлена в виде массивной карбонатной постройки, системой нарушений, разделенной на блоки. Тектонические нарушения имеют амплитуду от 50 до 300 м, прослеживаются в толщах КТ-I и КТ-II.

На поднятии Жагабулак Восточный получены новые данные о строении карбонатных коллекторов на востоке Прикаспия. В результате бурения скважины № 211 установлена нефтегазоносность в отложениях московского и башкирского ярусов среднего карбона, в которых при опробовании из интервалов 4231 - 4229м, 4169 - 4142м, 4134 - 4118 м получен приток нефти дебитом до 25 м³/сут. При испытании скважины № 213 в 1992 году из интервалов 4588 – 4522м получен фонтанный приток нефти дебитом 105,6

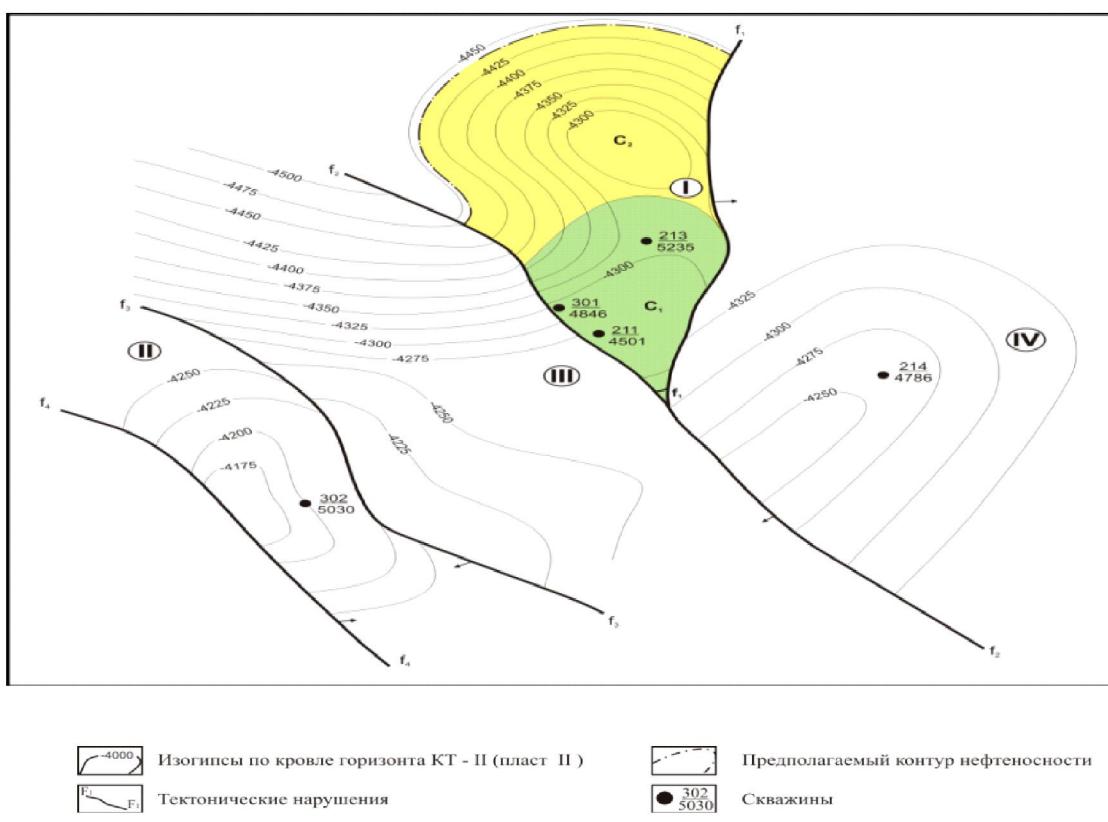


Рис. 2. Месторождение В. Жагабулак. Структурная карта по горизонту КТ-II (пласт II).

$\text{м}^3/\text{сут}$ через 7 мм. штуцер. Структура Жагабулак Восточный разбита тектоническими нарушениями на 4 блока I, II, III, IV. (рис. 2).

На месторождении Жагабулак Восточный установлена продуктивность карбонатных толщ, в которых выделены I, II, III пласти в толще КТ-I и I, II пласти в толще КТ-II.

Продуктивность выявлена на блоке I, в пределах которого пробурены скважины 211, 213, 301. На блоке II пробурена скважина 302, продуктивные горизонты не выявлены. Продуктивность блока III не выяснена. На блоке IV пробурена скважина 214, в неоптимальных условиях, коллектора не выделены, предполагается зона литологического замещения.

Карбонатная толща КТ-I. Пласти I и II приурочены к мячковскому подъярусу верхнемосковского яруса среднего карбона. Пласт III приурочен к верхнеподольскому подъярусу верхнемосковского яруса среднего карбона.

Межкарбонатная толща (МКТ) приурочена к нижнеподольскому горизонту верхнемосковского яруса среднего карбона и является покрышкой для толщи КТ-II.

Карбонатная толща КТ-II приурочена к каширскому, верейскому, башкирскому и серпуховскому ярусам среднего карбона. (рис. 3).

Первая карбонатная толща КТ-I представлена измоловым доломитом, известняком белым, мягким, до умеренно твердого, а также известняками бежевыми, с включением останков матрицы, аргиллитом серым, умеренно твердым, алевритистым, иногда светло-зеленым с чешуйками слюды, в слюде присутствует микропирит.

По керну в скважине 301 пористость коллекторов в среднем составляет 12,6%, проницаемость 117 мД по горизонтали, 26 мД по вертикали.

Пласт I. Нефтяная залежь выявлена в отложениях мячковского подъяруса верхнемосковского яруса среднего карбона. В скважине 213 при испытании в открытом стволе испытателями пластов на бурильных трубах (ИПТ) в интервале 3580-3652 м получен приток нефти дебитом 1,2 $\text{м}^3/\text{сут}$. Отмечены признаки нефтеносности по керну в интервалах 3376-3383 м 3526-3538 м, 3581-3587 м ((битум, примазки тяжелой нефти)).

Общая толщина пласта 110 м, эффективная нефтенасыщенная - 23,3 м (скв. 213). По ГИС средневзвешенный коэффициент пористости пласта составляет 0,103, нефтенасыщенность - 0,892. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Плотность нефти пласта I составляет 0,871 г/ см^3 , т.е. нефть легкая, малосернистая (0,03%),

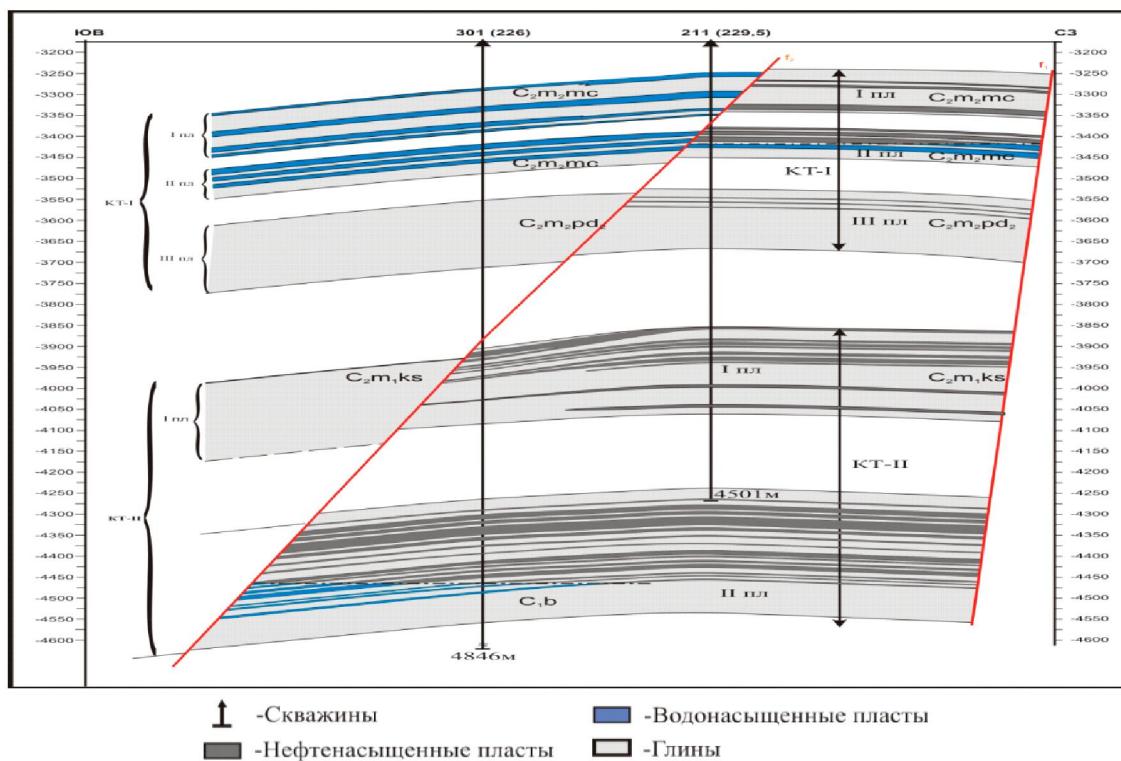


Рис.3. Месторождение В. Жагабулак. Геологический профиль по карбонатной толще через скв. 301-211. (по данным ТОО «Арал Петролеум Кэпитал»).

малопарафинистая (5,2%), среднесмолистая (8%), маловязкая (2,78 мПа).

В скважинах 214, 216 коллекторы замещены, а в скважинах 211, 301 и 302-коллекторы водоносны.

Пласт II. Нефтяная залежь приурочена к отложениям мячковского подъяруса верхнемосковского яруса среднего карбона I блока. При опробовании интервала 3658-3610 м в скважине 211, был получен приток нефти с водой. Дебит скважины после снижения уровня до 1400 м составил по нефти 1,27 м³/сут, по воде 2,36 м³/сут.

По данным ГИС в скважине 211 коллектора нефтеводонысыщены, в скважинах 213, 214, 216 и 302 коллектора замещены, в скважине 301 – коллектор водоносный.

Горизонт представлен шестью тонкими пропластками, разделенными между собой глинистыми прослойками. Толщины коллекторов изменяются от 3,5 до 8,3 м.

Общая толщина пласта до 69 м (скв.301), эффективная нефтенасыщенная равна 23,8 м (скв.211), средневзвешенная нефтенасыщенная толщина составляет 10,3 м. По ГИС коэффициент пористости составляет 0,11, нефтенасыщенность – 0,874.

Плотность нефти составляет 0,871 г/см³, нефть легкая, малосернистая (0,08%), малопара-

финистая (3,4%), среднесмолистая (13%), средней вязкости (12,8 мм²/с).

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Пласт III. Горизонт приурочен к отложениям верхнеподольского подъяруса верхнемосковского яруса среднего карбона. Горизонт нефтенасыщен в I блоке, по данным ГИС в скважинах 211 и 213 коллектора нефтенасыщены, в скважинах 214, 216, 301, 302 коллектора замещены. В скважинах 211 и 213 горизонт представлен тремя и четырьмя пропластками, толщина коллекторов изменяется от 1,5 до 3,4 м.

Общая толщина пласта изменяется от 123 м до 162 м, эффективная нефтенасыщенная толщина от 5,2 м до 9,7 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина – 5,4 м.

В скважине 213 признаки нефтеносности по керну и коллектора установлены в интервалах: 3635-3641 м - запах углеводорода, 3677-3688 м, 3720-3726 м, 3837-3843 м - трещиноватые коллекторы, 3855-3867 м - следы нефти, 3873-3880 м - примазки нефти, 3901-3907 м - запах углеводорода, 3950-3956 м - битуминизация, 4174-4180 м и 4182-4192 м - выпоты нефти, 4201-4205 м - битуминизация.

По ГИС коэффициент пористости - 0,071, нефтенасыщенности - 0,935.

Нефть средней плотности ($0,871 \text{ г}/\text{см}^3$), малосернистая (0,11%), малопарафинистая (1,73%), среднесмолистая (13,3%), с вязкостью ($47,1 \text{ мм}^2/\text{с}$).

При опробовании в скважине 211 в интервале 3773-3777 м получен приток нефти дебитом $1,7 \text{ м}^3/\text{сут}$. В скважине 213 при испытании ИПТ дебит нефти из интервала 3818-3880 м составил $2,1 \text{ м}^3/\text{сут}$. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Вторая карбонатная толща (КТ-II) состоит из двух пластов.

Пласт I приурочен к каширскому горизонту нижнемосковского яруса среднего карбона. Литологически пласт представлен известняками серыми, коричневато-серыми, мелкокристаллическими, местами слаботрещиноватыми, с выподами нефти по трещинам, местами известняки серые, мелкокристаллические или слабокавернозные, слабонефтенасыщенные, отмечены признаки нефти в виде пропитанности, выпотов и запаха УВ. Покрышкой для залежи являются карбонатно-глинистые породы.

Горизонт нефтенасыщен в I блоке в скважинах 211, 213, 301.

В скважине 301 нефтеносные коллекторы представлены одиннадцатью, в скважине 211 десятью пропластками, толщина которых изменяется от 1,2 до 10 м.

Общая толщина горизонта изменяется от 156 м до 270 м, эффективная нефтенасыщенная толщина от 23 (скв. 301) до 50,6 м (скв. 211).

В скважине 213 признаки нефтеносности по керну в виде выпотов нефти и наличие коллекторов отмечены в интервалах 4255-4261 м и 4289-4304 м.

Пористость по керну составляет 0,24-0,27, проницаемость изменяется от 5 до 24 мД. По ГИС средневзвешенный коэффициент пористости горизонта равен 0,062, коэффициент нефтенасыщенности - 0,735.

При опробовании в скважине 211, из интервала 4260-4357 м получен слабый приток нефти, при совместном испытании интервалов 4269-4273, 4285-4288 м получена нефть дебитом $0,53 \text{ м}^3/\text{сут}$, из интервала 4222-4231 м получен приток нефти при 2,8мм штуцере $8,2 \text{ м}^3/\text{сут}$. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Пласт II приурочен к башкирскому ярусу среднего карбона и нефтенасыщен в I блоке в

скважинах 213 и 301, в скважине 211 горизонт не вскрыт. Литологически представлен, в основном, известняками светло-бежевыми, иногда слегка темными, с микрокристаллическими жилками и пятнами, умеренно твердыми, грязновато-белыми, мягкими со слабым запахом УВ.

Признаки нефтеносности по керну и наличие коллекторов отмечены в скважине 213. В интервалах: 4556,5-4562 м - пропитан нефтью, 4597-4603 м - трещины заполнены нефтью, 4603-4615 м и 4730-4736 м - порово-кавернозные коллекторы, 4962-4968 м, 5029-5035,5 м, 5177-5183 м - битуминизация.

Общая толщина горизонта меняется от 215 м до 225 м, эффективная нефтенасыщенная толщина от 56,3 м (скв.301) до 63,4 м (скв.213).

В скважине 301 пористость по керну - 13,5%, проницаемость 104 мД по горизонтали, 28 мД по вертикали. По ГИС пористость - 0,087, нефтенасыщенность - 0,852.

Нефть башкирского горизонта средней плотности $0,8321 \text{ г}/\text{см}^3$, малосернистая (0,8%), малопарафинистая (5,1%), среднесмолистая (5,47%), маловязкая ($4,82 \text{ мм}^2/\text{с}$) при давлении насыщения 26,3 мПа, пластовом давлении 40,89 (скв.213) и 58,61 (скв.301), газосодержание изменяется от 298,6 $\text{м}^3/\text{т}$ (скв.213) до 160 $\text{м}^3/\text{т}$ (скв.301).

В скважине 213 были опробованы интервалы 4767-4771, 4776-4784, 4792-4798, 4804-4808, 4813-4815 м, получен приток пластовой воды дебитом $19,2 \text{ м}^3/\text{сут}$.

При испытании интервалов 4630-4643, 4647-4649, 4651-4655, 4659-4665, 4668-4674, 4677-4695 м получен приток нефти дебитом - $10,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ при 5мм штуцере.

При опробовании интервалов 4542-4526, 4534-4536, 4544-4548, 4553-4559, 4565-4566, 4568-4574, 4580-4588 м получены фонтанные притоки нефти при 2,8 мм, 5 мм и 7 мм штуцерах $36,3 \text{ м}^3/\text{сут}$, $73,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $105,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно.

В 2006 г. проведена повторная перфорация в интервале 4522-4592 м, в результате получен приток нефти дебитом при 7, 5, 3 мм штуцерах $24 \text{ м}^3/\text{сут}$, $25,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $11,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ и воды $4 \text{ м}^3/\text{сут}$, $2,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $0,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно, вода техническая.

В скважине 301 перфорированы поинтервально: 4513-4517,5, 4536-4540, 4548-4555, 4575-4581, 4636-4645, 4648-4654, 4659-4664, 4667-4670, 4671-4679 м зарядами 4,5 HDS jet Omega 4505 по

16 отв. на 1 пог. м. Получен фонтанный приток нефти дебитом 27,1т/сут на 7мм штуцере. Проведена интенсификация призабойной зоны пласта закачкой солянокислотного раствора. Получен фонтанный приток нефти и растворенного газа, при штуцере 7,1 мм дебит нефти составил 115-120 т/сут.

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Основными факторами, контролирующими распространение залежей нефти и газа в пределах Жаркамысского свода, являются структурные ловушки, приуроченные к зонам разломов, наличие регионально нефтегазоносных карбонатных толщ КТ - I, КТ –II и покрышек.

Имеющиеся геолого - геофизические материалы свидетельствуют о том, что нефтяное месторождение Жагабулак Восточный приурочено к сложному карбонатному резервуару. Основные перспективы прироста запасов прогнозируется на северном своде, который скважинами не опиcкован, генетически и тектонически связан с южным сводом. На месторождении Жагабулак Восточный выявлен новый тип ловушек. Такие ловушки прогнозируются на площадях Мортук, Шенгельший и др.

ЛИТЕРАТУРА

1. Енсепбаев Т.А., Жолтаев Г.Ж. Закономерности размещения зон нефтегазонакопления в девонских и каменноугольных отложениях востока Прикаспийской синеклизы. Проблемы геофизики в Казахстане: Сборник научных трудов.- Алматы, 1995.- С.22-31.

2. Енсепбаев Т.А., Жолтаев Г.Ж. Условия формирования продуктивной на нефть и на газ нижнекаменноугольной терригенной толщи на востоке Прикаспийского бассейна. Академик К.И.Сатпаев и его роль в развитии науки, образования и индустрии в Казахстане: Труды Международного симпозиума, посвященного 100-летию со дня рождения К.И Сатпаева.- Алматы, 1999.- Ч.1. - С.78-82.

3. Жолтаев Г.Ж. Геодинамическая модель Прикаспийской синеклизы в палеозое. Геология Казахстана: 1996.- №1 - С.41-53.

4. Жолтаев Г.Ж. Геодинамическая модель развития Востока и Юга Прикаспийской синеклизы. Вестник КазНГУ: 1996.- №2 - С.47-53.

5. Жолтаев Г.Ж., Куандыков Б.М. Геодинамическая модель строения юга Евразии. Нефть и газ:1999.- №2 - С.62.

6. Жолтаев Г.Ж., Изар А., Енсепбаев Т.А. Палеография восточной части Прикаспийского бассейна в верхнепалеозойское время. Нефтяная и газовая промышленность Казахстана на рубеже веков: Сборник докладов международной научно-технической конференции.- Атырау, 2001.-Ч.1. С.89-94.