

жений составляет 2755 м, фактическая – 1555 м. По данным ГИС пласты-коллекторы выделены в пачках 4-8 (интервал 1280-2755 м). Их фактическая мощность 56,5 м. Из них – 37,3 м песчано-алевритовые и 19,2 м – известковистые. Доля пластов-коллекторов в отмеченном выше интервале разреза составляет 6,8 %. Доля пластов-коллекторов во всем вскрытом разрезе – 3,6 %. Пористость песчано-алевритовых пластов-коллекторов изменяется от 7,3 до 15,1 %, известковистых – от 3,9 до 13,2 %. Следует отметить, что выделение пластов-коллекторов в разрезе скважины имеет невысокую достоверность ввиду ограниченного комплекса ГИС и неудовлетворительного состояния ствола скважины.

3. Коллекторские свойства пород определяются в основном их трещиноватостью. Можно выделить три ее типа:

- связанная с многочисленными зеркалами скольжения под углами от 30 до 85°;
- ориентированная в разных направлениях;
- ориентированная преимущественно вертикально.

4. Интервалы газопроявлений приурочены к песчанистым трещиноватым гли-

нистым алевролитам, глинистым алевролитам с пропластками песчаников и гравелистов, аргиллитам с пропластками глинистых известняков.

В пачке 4 (1280-1660 м) зафиксировано три интервала газопроявлений. Мощность коллекторов в этих интервалах с учетом наклона пластов – 5,0 м. В пачке 5 (1660-1963 м) вблизи интервала газопроявления выделено 2,3 м эффективных газонасыщенных толщин с учетом наклона пластов. В пачке 6 (1963-2195 м) газ содержится в четырех интервалах. Их суммарная мощность коллекторов с учетом наклона пластов равна 5,9 м.

Покрышкой для газонасыщенных пластов являются аргиллиты, имеющие толщину от первых десятков до нескольких сотен метров.

5. Водоносные пласты-коллекторы по данным бурения и ГИС в разрезе скв.117 Предуральской не выделены.

На основе геолого-геофизических данных, приведенных выше, можно сделать однозначное заключение: скв. 117 Предуральская вскрыла терригенно-карбонатный разрез, все пласты-коллекторы которого являются газоносными.

УДК 553.98 (470.44)

## **БОЛЬШЕ-ЧАЛЫКЛИНСКИЙ-2 ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК. ПЕРСПЕКТИВЫ ОТКРЫТИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

© 2012 г. Ю.Д. Горьков  
ООО "ЕвроХим-ВолгаКалий"

Больше-Чалыклинский-2 участок располагается в Дальнем Саратовском Заволжье, в Пугачёвском и Духовницком районах Саратовской области. Занимает площадь 894 км<sup>2</sup>. В пределах юго-восточной части участка находится районный центр – город Пугачёв, а также ряд мелких населенных

пунктов. По территории участка проходят: железная дорога, асфальтовое шоссе, грунтовые и полевые дороги, газопровод и аммиакопровод. Осадочный чехол участка включает отложения протерозойского, палеозойского и мезозойского возраста. По нефтегазогеологическому районированию участ-

ток находится в Средневожской нефтегазональной области.

В соответствии с официальной оценкой ресурсов Саратовской области на 01.01.2002 год суммарные прогнозные извлекаемые ресурсы УВ участка оцениваются в размере 7,2 млн т у.т. При этом северная часть участка была отнесена к Неверкинской депрессии с низкими удельными плотностями ресурсов.

Экспертная оценка территории позволяет отнести северную половину участка к Иргизскому прогибу, который характеризуется более высокими перспективами нефтегазональности. По результатам экспертной оценки суммарные извлекаемые ресурсы УВ участка Больше-Чалыклинский-2 оцениваются в объеме 11,3 млн т у.т., в том числе нефти – 6,5 млн т, растворенного газа 1,1 млрд м<sup>3</sup>, свободного газа – 3,2 млрд м<sup>3</sup>, конденсата – 0,5 млн т. Наиболее значительная часть ресурсов УВ приходится на эйфельско-нижнефранский НГК – 54 %. На долю среднефранско-турнейского НГК приходится 17 %, нижне-верхневизейского – 16 %, верхневизейско-нижнебашкирского – 8 % и верхнебашкирско-нижнемосковского – 5 %.

Больше-Чалыклинский-2 участок характеризуется удовлетворительной изученностью геофизическими, преимущественно сейсморазведочными методами, бурением структурных (мелких) и глубоких скважин в пределах большей по площади северной части и хорошей изученностью в южной.

Среди структурных наиболее информативными являются скважины, пробуренные со вскрытием потенциально-продуктивных терригенных отложений среднего карбона, а также скважины с забоями в карбоне выше этих отложений, по которым возможны необходимые пересчеты глубин на залегающие ниже горизонты. Всего структурных скважин, вскрывших терригенные верейские отложения среднего карбона, – 8 штук; скважин для пересчета глубин – 20 штук. Наряду

с этим вблизи участка находятся структурные скважины в количестве – 20 штук, также необходимые для структурных построений.

Глубокие скважины в пределах участка пробурены со вскрытием карбонатных и терригенных отложений девона; остальные скважины остановлены в карбонатных, терригенных отложениях среднего и нижнего карбона. Всего пробурено 26 глубоких скважин. Из них – 25 скважин относятся к Пугачёвско-Берёзовской и Пугачёвской площадям глубокого бурения; скв.43 находится на Мало-Иргизской площади.

Большинство скважин пробурено в южной части участка в пределах седловины между Балаковской вершиной и Клинецовским выступом Пугачёвского свода. Большая часть участка находится в пределах Иргизского прогиба, где пробурены скв.37 и 38 – Пугачёвской и скв.43 – Мало-Иргизской площади.

В тектоническом отношении участок находится северной, большей по площади, частью в Иргизском (Неверкинско-Иргизском) прогибе, а южной – в пределах седловины между Балаковской и Клинецовской вершинами Пугачёвского свода (рис.1, 2). Эти геотектонические структурные образования характеризуются сложным развитием и современным строением.

В палеоплане Иргизскому прогибу и Пугачёвскому своду соответствовали грабены, входящие в систему подобных структур Рязано-Саратовского прогиба. Формирование структур происходило наиболее интенсивно в верхнепротерозойский этап геотектонического развития Русской платформы. Заполнялись эти отрицательные структуры древними, преимущественно терригенными и частично карбонатными отложениями, позднее срезанными на значительную глубину во время регионального наиболее крупного перерыва в накоплении осадков в досреднедевонское время. Оставшиеся отло-

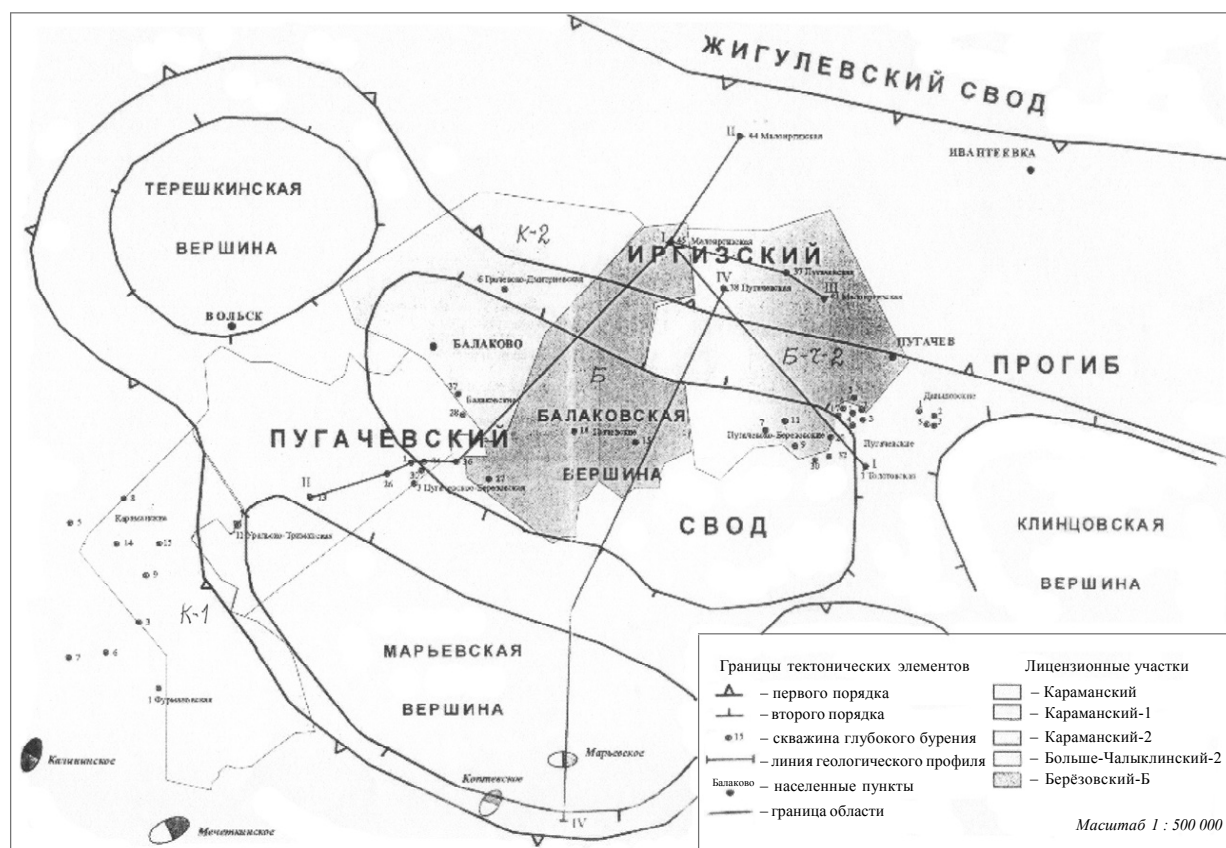


Рис.1. Структурно-морфологическая схема территории исследований

жения представлены в пределах Пугачёвского грабена, в основном, верхним протерозоем, рифейским комплексом.

Пугачёвский свод как положительная структура начал формироваться со времени накопления отложений терригенного девона на размытой поверхности досреднедевонского среза. Наиболее интенсивные восходящие подвижки в пределах свода испытывали Балаковская и Клинцовская вершины. Подвижки сопровождалась размывами отложений терригенного девона вплоть до полного их уничтожения и недоотложениями трансгрессивно залегающих на них отложений карбонатного девона. Достаточно сказать, что на Клинцовском выступе на срезе кристаллический фундамент перекрывается карбонатами данковско-лебедянского возраста.

Наиболее интенсивные восходящие движения Пугачёвский свод и осложняющие его вершины испытывали вплоть до

предпалеогенового и предкачагыльского времени. Одновременно с формированием происходили и региональные наклоны свода в юго-восточном направлении. Это привело к раскрытию свода и его вершин уже на уровне поверхности палеозоя, что видно из табл.1 (Горьков, 2005 г.).

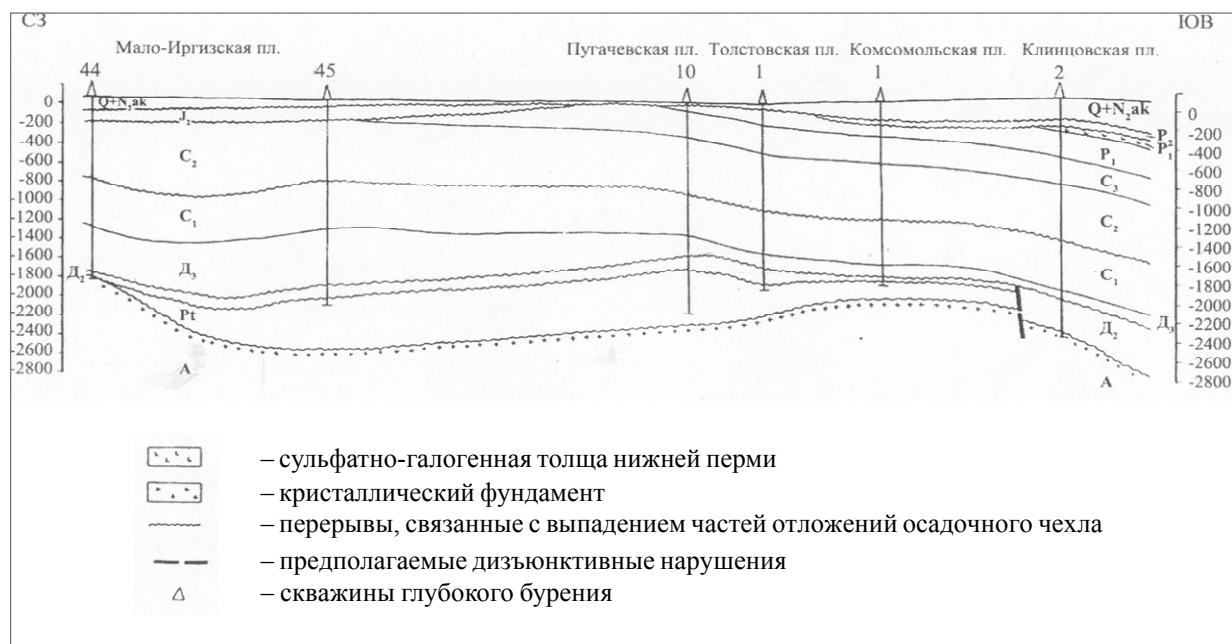
Сложные, разнонаправленные, положительные и отрицательные, тектонические движения недр соответственно Пугачёвского свода и Иргизского прогиба привели к развитию в зоне их сочленения наиболее крупных по амплитуде разрывных нарушений. Названные крупные и осложняющие их структуры (свод, прогиб, вершины) характеризуются интенсивной дизъюнктивной дислоцированностью. Интенсивная дислоцированность должна была привести здесь к формированию различных по типу ловушек нефти и газа. Из многочисленных ловушек одни могли находиться здесь в пределах поднятий; другие, несвязанные с локальными

Кровля (Кр.), Поверхность (П) отложений, их воз- раст (стратиграфи- ческий индекс)	Пугачёвский свод	Балаковская вершина	Марьевская вершина	Клинцовский выступ
	Абс. отм. замкнутых изогипс - сводовых и более глубоких, в м; размеры и амплитуды Пугачёвского свода, Балаковской и Марьевской вершин, Клинцовского выступа			
П <sub>1</sub> P <sub>Z</sub>	Моноклиальное погружение от -50 до -150	Моноклиальное погружение от ±0 до -400 (на с-з)	Пологая структурная терраса, погружающаяся от -150 до -400	Моноклиальное погружение от -50 до -100
Кр. C <sub>2</sub> m <sub>1</sub> <sup>vr</sup>	-400, -550; 170 км x 60-30 км; 150 м	-400, -550; 60 км x 32 км; 150 м	Моноклиальное погружение от -800 до -1200	Структурная терраса с погру- жением от -1000 до -2100
Кр. C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> <sup>tl</sup>	-900, -1150; 180 км x 60- 30 км; 250 м	-900,-1150; 90 км x 34 км; 250 м	Моноклиальное погружение от -1350 до -1650	Структурная терраса, погру- жающаяся от -1400 до -2400
Подощва D <sub>3</sub> <sup>карб</sup>	-1400,-1650; 180 км x 100-70 км; 250 м	-1200,-1500; 84 км x 44 км; 300 м	Структурная терраса, погру- жающаяся от -1550 до -2000	Структурная терраса, погру- жающаяся от -1600 до -2900
Кр. D <sub>2</sub> V	1300, -1800; 200 км x 100- 50 км; 500 м	-1200,-1600; 80 км x 54 км; 400 м	-1550,-1650; 24 км x 10 км; 100 м	Структурная терраса, погру- жающаяся от -1700 до -2800
П. AR-PR <sub>1</sub>	-2200, -2450; -2000, -2800; 150 км x 50 км; 250, 800 м	-2200, -2450; 50 км x 32 км; 250 м	Структурная терраса, погру- жающаяся от -3000 до -3800	-2000, -2800; 68 км x 46 км; 800 м

ми поднятиями, – в пределах склонов свода и его вершин. Такие ловушки хорошо изучены геофизическими методами и бурением скважин на многочисленных месторождениях нефти и газа.

Как известно, ловушки в пределах локальных поднятий подразделяются на антиклинальные, иначе структурные, и комбинированные: структурно-литологические, структурно-стратиграфические и структурно-тектонические. Прогнозируется, что структурные ловушки широко развиты на

всей территории участка. Структурно-литологические могут быть развиты преимущественно в терригенных частях эйфельского яруса – в бийских и морсовских отложениях. Структурно-стратиграфические ловушки прогнозируются в пределах участка на локальных поднятиях под поверхностями несогласий, а структурно-тектонические ловушки должны быть развиты в пределах поднятий около разрывных нарушений. Наибольшее развитие последних прогнозируется в терригенном девоне.



**Рис.2. Геологический профиль вкрест простирания Пугачёвского свода и Иргизского прогиба**

Наиболее интенсивное формирование локальных поднятий и связанных с ними ловушек происходило во время формирования вмещающих их структур (свода, вершин, прогиба) в начале времени накопления карбонатного девона. Наряду с рассмотренными должны быть развиты и малоизученные органогенные ловушки в карбонатных частях разреза.

Нефтегазоносными комплексами являются:

- средне-верхнедевонский (карбонатно-терригенный);
- верхнедевонско-нижнекаменноугольный (преимущественно карбонатный);
- нижне-верхневизейский (карбонатно-терригенный);
- верейско-мелекесский (преимущественно терригенный).

Кроме этого, вероятно продуктивность и верхневизейско-нижнебашкирского (преимущественно карбонатного) комплекса.

Продуктивность средне-верхнедевонского карбонатно-терригенного комплекса установлена на Калининском и близрасположенных В. Суловском, Первомайском,

Степновском, Любимовском, Тамбовском и Мечеткинском месторождениях. Коллекторы представлены в основном песчаными пластами бийского, воробьёвского (пласты V, VI), ардатовского (IVa, VI6), тимано-пашийского (I, II) горизонтов, а также пластами известняков мосоловского горизонта.

Коллекторами бийского горизонта являются песчано-алевритовые породы гранулярного типа. Песчаники кварцевые и полевошпатово-кварцевые от мелко – до грубозернистых, различной степени цементации глинистым или глинисто-каолинитовым веществом с примесью серицита. Суммарная эффективная мощность пород-коллекторов достигает 25-30 м. Данные о пористости и проницаемости отсутствуют. Покрышкой служит верхняя карбонатная пачка, представленная плотными известняками и доломитами.

Карбонатные коллекторы мосоловского горизонта – известняки доломитизированные, трещиноватые. Толщины 0,8-10,0 м, пористость 6,0-9,0 %, проницаемость от единицы до сотен мД, покрышки – глины и непроницаемые карбонаты.

Песчаники пластов  $D_2V$  и  $D_2VI$  воробьевского горизонта кварцевые, средне- и мелкозернистые, цемент глинистый и карбонатный. В пластах могут выделяться несколько пропластков, сложенных песчаниками, алевролитами, аргиллитами, литологически замещающими друг друга. Общая мощность пласта  $D_2V$  18-45 м, эффективная 12,9-30,0 м, пористость 16,0-20,0 %, проницаемость от 28 до 2420 мД. Эффективные мощности пласта  $D_2VI$  варьируют в пределах 3,4-6,5 м, пористость 13,0-20,0 % >, проницаемость от 80 до 110 мД.

Пласты  $D_2IVa$  и  $D_2IVб$  ардаатовского горизонта характеризуются литологической изменчивостью и неоднородностью. Представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники кварцевые, тонко- и мелкозернистые, с глинистым цементом. Общая мощность пласта  $D_2IVa$  3,5-15,5 м, эффективность 2-13 м, пористость 15-16%, проницаемость 431-804 мД. Общая мощность пласта  $D_2IVб$  4-24 м, эффективность 2-18,4 м, пористость 14-24 %, проницаемость 56,7-636 мД. Покрышками являются глины и аргиллиты.

Пласт  $D_3II$  пашийского горизонта в основном представлен кварцевыми песчаниками. Его мощность колеблется от 50 до 69 м, пористость 18-21 %, проницаемость 640-1000 мД. По своим превосходным коллекторским свойствам и значительной мощности он близок к пласту  $D_2V$  воробьевского горизонта и является, наряду с ним, лучшим коллектором терригенного девона.

Пласт  $D_3I$  таманского горизонта сложен преимущественно кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Его мощность колеблется от 7 до 14, пористость песчаников 15-20 %, проницаемость 30-1000 мД. Песчаники пласта  $D_3I$  нередко нацело замещаются алевролитами, в связи с чем утрачивают свои коллекторские свойства. В этом его сходство с пластами  $D_2IVa$  и  $D_2IVб$ . Покрышками служат аргиллиты.

*Верхнедевонско-нижнекаменноугольный карбонатный комплекс* продуктивен на близрасположенных Ириновском, Радищевском, Фурмановском, Степновском и других месторождениях. Залежи установлены в кизело-черепетских, малевско-заволжских, данково-лебедянских карбонатных коллекторах.

Данково-лебедянский горизонт представлен в основном доломитами, известняками с прослоями глинисто-мергельных пород. Мощность 100-200 м. Общая суммарная мощность коллекторов 40-85 м, пористость 0,7-24,0 %, проницаемость 0,01-3,1 мД.

Карбонатные породы заволжского надгоризонта в основной своей массе – известняки пелитоморфные, органогенно-детритусовые и псевдооолитовые, сильно трещиноватые с прослоями в верхней части аргиллитов и глин. Общая мощность колеблется в пределах от 30 до 130 м.

Коллекторы малевского горизонта представлены известняками кристаллическими, трещиноватыми, доломитизированными, общей мощностью 45-70 м, эффективной 5,0-8,0 м, эффективной пористостью 6,0 %, проницаемостью 4,7-8,0 мД. Покрышки – непроницаемые глинисто-карбонатные породы.

Известняки кизело-черепетского горизонта светло-серые, в кровле трещиноватые, кавернозные, мелкокристаллические. Общая мощность 18-26 м, эффективная 3,2-19,5 м, эффективная пористость 8 %, проницаемость 15-63 мД.

Продуктивность *нижне-верхневизейского карбонатно-терригенного комплекса* установлена на Ириновском, Фурмановском, Суловском, В. Суловском, Первомайском и Степновском месторождениях. Коллекторы выделены в составе тульских и бобриковских песчаников. Песчаники серые и темно-серые, кварцевые, мелко- и среднезернистые, с прослоями глин и алевролитов, с

глинистым и карбонатным цементом. Коллекторские свойства хорошие. Общая толщина 2,0-43,0 м, эффективная толщина 3,9-7,3 м, пористость 16-24 %, проницаемость 127,0-8240,0 мД. Покрышками являются глины и аргиллиты.

Нефтегазоносным комплексом считается также *верейско-мелекесский преимущественно терригенный комплекс*, который продуктивен на Фурмановском месторождении. Коллекторами являются мелкозернистые, кварцевые, слабосцементированные песчаники и алевролиты верейского и мелекесского горизонтов среднего карбона. Цемент глинистый. Общие толщины 3,5-12,5 м, эффективные толщины 2,8-9,2 м, открытая пористость до 22,0 %, проницаемость 0,05-15,0 мД. Покрышками служат глинистые породы верейского горизонта и вышележащие карбонаты.

Как указывалось выше, продуктивным может быть *верхневизейско-нижнебахкирский карбонатный комплекс*, коллекторы которого связаны с известняками черемшано-прикамского горизонта. Коллекторы – известняки мелкокристаллические, органогенно-обломочные, плотные, трещиноватые, с прослоями глин. Общая толщина 34,0-50,0 м, эффективная толщина коллекторов 8,9 м. Коллекторские свойства низкие. Открытая пористость 6,0-8,0 %, проницаемость 0,01-0,1 мД. Покрышками служат непроницаемые карбонатные породы.

Корреляция разреза терригенного девона по материалам ГИС свидетельствует, что в пределах участка присутствуют регионально нефтегазоносные пласты D<sub>2</sub>IVб D<sub>2</sub>V ардаповского и воробьевского горизонтов соответственно и потенциально нефтегазоносные пласты в карбоне.

О качественной характеристике нефти и газа можно судить по ближайшим к участку месторождениям: Фурмановскому, Суловскому, В. Суловскому, Степновскому, Любимовскому и другим с залежами в ниж-

нем-среднем карбоне и девоне. По составу и свойствам нефти этих месторождений достаточно схожи, различаются незначительно. Детальные лабораторные исследования нефтей, полученные при опробовании и пластоиспытаниях скважин на территории участка, утеряны. Выявленные залежи близлежащих месторождений, как правило, газонефтяные, встречаются газоконденсатные.

В залежах пластовые давления изменяются от 5,4 до 32,2 Мпа, пластовая температура 22-79 °С, давление насыщения 3,4-32,2 Мпа, газосодержание 17-273 м<sup>3</sup>/м, объемный коэффициент 1,05-1,83, плотность пластовой нефти 0,588-0,826 г/см<sup>3</sup>, вязкость пластовой нефти 0,4-6,3 МПа·с.

Растворенный в нефти газ в основном состоит из метана. Нефти разных горизонтов имеют значительные отличия по составу растворенных газов, в основном в соотношении метана и его гомологов (5,6-30 %). Состав газа – CH<sub>4</sub> 52-91,1 %; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 2,6-7,8 %; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> 1,1-12,4; C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> 0,4-6,1; C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> + высшие 0,5-3,0; CO<sub>2</sub> 1,4-1,7 %; N<sub>2</sub> + редкие газы 1,6-25,6 %, плотность газа – 0,373-1,120 г/л.

Дегазированные нефти легкие, парафиновые, малосмолистые, маловязкие, малосернистые. Свойства нефтей при температуре 20 °С в атмосферных условиях: плотность 0,820-0,858 г/см<sup>3</sup>, содержание в весовых % – парафинов 3,0-7,7 %, серы 0,3-0,5 %, смол сернокислотных 8-17 %, вязкость 6,1-15,7 МПа·с, температуры застывания от +20 до -20 °С, начало кипения +45-(+110) °С, содержание фракций, выкипающих до 150 °С, – 4-29 %, до 200 °С – 10-42 %, до 300 °С – 30-63 %.

Свободный газ газовых шапок и газовых залежей часто метановый, плотность 0,615-0,713 г/л. По составу он, как правило, не отличается от растворенного в нефти газа. Для природных газов Фурмановского и Степновского месторождений характерно большое количество азота (15-26 %). Содержание се-

роводорода ( $H_2S_2$ ) колеблется в пределах 0,01-0,04 г/100 м<sup>3</sup> газа.

Большинство газовых и газонефтяных залежей содержат конденсат, количество которого варьирует в пределах 18-100 г/м<sup>3</sup>.

Объекты опробования в колонне и пластоиспытаний при бурении определялись на основании результатов интерпретации материалов ГИС и газового каротажа. Сведения об испытаниях приведены ниже.

Нефтегазопроявления, отмеченные в процессе бурения в Калининских скв.1,2,4, из пласта  $D_2IVa$  ардаатовского горизонта, скв.2 Любимовской (газ из живецких отложений); повышенное газосодержание в пласте  $D_2V$  воробьевских слоев в скв.1 Фурмановской; наличие на площади антиклинальных перегибов и поднятий, выявленных по результатам сейсморазведочных работ прошлых лет, дают возможность положительно оценивать в нефтегазоносном отношении перспективность девонских и каменноугольных отложений. Получены в процессе бурения нефтегазопроявления в скв.13 Караманской. На Новониколаевской площади в 1954 году при опробовании интервалов 510-514 м и 520-522 м из верейских терригенных отложений получены притоки нефти с выделением газа  $Q = 3,6$  т/с. В процессе бурения Марьевских скв.1 и 8 при опробовании интервалов 1986-1988 м из пласта  $D_2V$  воробьевских слоев получен газ дебитом ( $Q = 246$  тыс. м<sup>3</sup>/с); из черепетских отложений нижнего карбона в интервале 1708-1719 м также получен газ, но из-за неразвитой инфраструктуры и сравнительно малой дебитности скважины были ликвидированы.

В пределах Балаковской вершины Пугачевского свода в 1955 году открыто Балаковское нефтяное месторождение. При опробовании мелекесских отложений в скв.34 получен промышленный приток нефти. В этих же отложениях продуктивной оказалась

скв.36. Здесь получены притоки продукции с дебитом до 6,1 т/сут. В 1997 году Балаковское месторождение было передано на баланс ЗАО "Нефтегазрезерв".

В 2002 году подсчитаны и утверждены запасы в МПР РФ. Балансовые запасы нефти  $C_1 + C_2$  составили 2161 тыс. т; извлекаемые – 432 тыс. т. В настоящее время скв.34, 36 и вновь пробуренная скв.22 дают нефть до 6,0-6,5 т/сут каждая. Специалисты считают, что извлекаемые запасы месторождения существенно занижены.

Северным бортом Иргизского прогиба, в котором находится большая по площади часть Больше-Чалыклинского-2 участка, является южное погружение Жигулёвского свода. Отсюда аналогами для этой части могут служить также ближайшие месторождения нефти и газа Самарской области, находящиеся на погружении Жигулёвского свода. Здесь, на сводах нефтегазосодержащих поднятий, верхние части терригенного девона часто оказываются размывтыми на различную глубину. На размывтой поверхности залегают трансгрессивно все более молодые отложения карбонатного девона. Так, наиболее сильный размыв установлен на Покровском поднятии – месторождении нефти, где терригенные отложения размывты полностью, а на породы кристаллического фундамента залегают в сокращенной мощности известняки верхнефранского подъяруса.

На поднятиях часто сокращена стратиграфическая полнота разреза из-за существования, скорее всего, суши. На такие поднятия породы терригенного девона налегают трансгрессивно, образуя на их склонах сложные ловушки нефти – структурно-литологические, тектонические и более сложные. То же самое и в пределах эрозионно-тектонических останцов кристаллического фундамента.

Месторождения в пределах названной территории содержат залежи нефти в карбонатных и терригенных пластах коллек-



## Г Е О Л О Г И Я

тора девона и карбона. Суточные притоки различны – от 35 т/сут до 80 т/сут и более.

Различны месторождения и по величине геологических и извлекаемых запасов (табл.2).

Изучение геологического строения Больше-Чалыклинского-2 участка с конечной

время отработано 300 пог. км сейсмопрофилей. Переобработана и проанализирована архивная геолого-геофизическая информация в объеме 50 пог.км.

Выявлены локальные поднятия в девоне и карбоне. Два объекта детализированы с подготовкой паспортов. На один объект –

*Таблица 2*

Месторождения	Продуктивные отложения	Запасы в тыс. т геологические / извлекаемые
Покровское	В известняках данковско-лебедянских отложений; в известняках турнейских отложений; в известняках окских отложений; в бобриковских и тульских терригенных отложениях; в известняках и песчаниках среднего карбона	93 838/40 956 (A+B+C <sub>1</sub> )
Мамуринское	В бобриковских терригенных, турнейских карбонатных, фаменских карбонатных отложениях	1 702 / 547 (A+B+C <sub>1</sub> ) 743/281(C <sub>1</sub> )
Медведевское	В башкирских карбонатных, бобриковских, кыновских и пашийских терригенных отложениях	4 478 / ? 607 (A+B+ C <sub>1</sub> )
Хомяковское	В башкирских и окских карбонатных отложениях	1 803/403 (A+B+C <sub>1</sub> )
Кольванское	В башкирских и заволжских карбонатных, бобриковских терригенных отложениях	9 971/5 306(A+B+C <sub>1</sub> ) 2 782 /1 074 (C <sub>2</sub> )

целью: выявление новых залежей и месторождений нефти и газа было продолжено в рамках Лицензии: СРТ 12650 НП с 01 сентября 2004 г. по 01 сентября 2009 г. В это

Владимирское поднятие, составлен проект поисков залежей. Сведения о поднятии приведены в таблице 3.

С целью оценки нефтегазонасыщенности

*Таблица 3*

Отражающий горизонт	Замыкающая изогипса	Размеры структуры	Амплитуда, м	Площадь, км <sup>2</sup>
пC <sub>2</sub> <sup>ks</sup>	-660	3,2 x 2,7	40 м	5,0
пC <sub>2</sub> <sup>vr</sup>	-780	4,0 x 2,2	40 м	5,8
пC <sub>1</sub> <sup>al</sup>	-1140	4,2 x 2,7	45 м	6,2
пD <sub>3</sub> <sup>k</sup>	-1520	3,7 x 2,7	50 м	5,2
D <sub>2</sub> <sup>kl</sup>	-1630	3,7 x 2,7	50 м	5,2

закартированного по отложениям девона и карбона Владимирского поднятия, рекомендуется пробурить одну поисково-оценочную скважину в его приподнятой части на профиле 0190605-14 (пикет 178), глубиной 1740 м со вскрытием

пород кристаллического фундамента. Альтитуда устья скважины составляет 90 м.

Основные отражающие горизонты в рекомендуемой скважине ожидается вскрыть на следующих абсолютных отметках и глубинах (табл.4).

Таблица 4

**Абсолютные отметки и глубины залегания отражающих горизонтов в рекомендуемой к бурению скважине**

Отражающие горизонты	Абсолютные отметки, м	Глубина, м
кPZ	24	114
пC <sub>2</sub> <sup>KS</sup>	620	710
пC <sub>2</sub> <sup>vr</sup>	-740	830
пC <sub>1</sub> <sup>al</sup>	-1095	1185
пD <sub>3</sub> <sup>k</sup>	-1470	1560
D <sub>2</sub>	-1580	1670

Необходимо сказать, что такие вполне удовлетворительные результаты сейсморазведочных работ были достигнуты во многом благодаря предварительным построениям структурных карт, составленных в двух вариантах – традиционном, методом интерполяции и экстраполяции, и нетрадиционном, с учетом данных, полученных методом вертикальной расчлененности современного рельефа земной поверхности (метод вертикальной расчлененности в короткое время получил признание большого круга специалистов и широко используется в целях выявления разрывных нарушений и прогноза локальных поднятий).

По традиционному варианту – в южной части участка по отложениям карбона и девона вырисовывается структурный нос, трассирующийся в субширотном направлении и погружающийся с запада на восток. По карбону названную геоструктуру характеризуют структурные карты по кровле верейских и бобриковских отложений. По

этим отложениям ширина структурного носа 4-5 км, протяженность 22 км (в пределах участка). Кровля верейских отложений погружается с запада на восток от абсолютной отметки – 605 (скв.22) до – 729 (скв.10). Кровля бобриковских отложений погружается в том же направлении от абсолютной отметки -1106 (скв.22) до -1215 (скв.10).

Также составлена структурная карта по кровле II пачки каширского горизонта среднего карбона с другим подходом к экстраполяции данных о глубинах залегания горизонта (в целях получения раздвижек между изогипсами). В пределах таких раздвижек спрогнозированы поднятия.

Размеры локальных поднятий от 1-1,5 км до 2,5-3 км по короткой и от 2,5-3 км до 5-6 км по длинной осям складок. Амплитуды поднятий находятся в интервале 15-35 м. Суммарная замкнутая площадь поднятий составляет 46 км<sup>2</sup>. Суммарная площадь возможной аккумуляции УВ условно принята равной 30 км<sup>2</sup>.

По построениям с учетом данных расчлененности рельефа, выполненным по кровле бобриковского горизонта, в пределах южной части участка вырисовываются узкие и протяженные антиклинальные складки с замкнутыми контурами, разграниченными более узкими прогибами. Складки и прогибы параллельны между собой и имеют широтное простирание. Ширина складок 1-2 км, протяженность 10-14 км, амплитуда достигает 30 м и более. Данные вертикальной расчлененности рельефа говорят о том, что складки могут быть осложнены поднятиями. Абсолютные отметки замыкающих изогипс равны -1190 (три южных складки) и -1210 (северная складка). Ширина прогибов не превышает 250-500 м, протяженность равна протяженности складок (10-14 км).

Важно отметить, что рассматриваемые складки и прогибы оконтуриваются более низкими изогипсами, равными -1200, -1210 м.

Таким образом, по нетрадиционному варианту построений вырисовывается положительная, замкнутая, сложно построенная структура по отложениям карбона и, возможно, девона (включающая рассмотренные антиклинальные складки и прогибы). Площадь ее исчисляется 80 км. Площадь, способная аккумулировать УВ, условно принята равной 50 км<sup>2</sup>.

Строение отложений девона иллюстрируется структурной картой по подошве карбонатного девона, представляющей собой крупный региональный перерыв в накоплении осадков. На перерыв выходят различные по возрасту и литологии сохранившиеся от размыва отложения терригенного девона. Эти отложения трансгрессивно перекрываются разновозрастными породами карбонатного девона.

На названной структурной карте, так же как и по отложениям карбона, схематично вырисовывается структурный нос, погружающийся в восточном направлении от абсолютной отметки -1400 на западе (район скв.22) до -1500 на востоке

(район скв.20). Ось девонского носа относительно оси каменноугольного смещена к югу на 2-2,5 км. Предполагается, что в его пределах по отложениям девона развиты локальные поднятия, подобные каменноугольным. Сведения в подтверждение продуктивности спрогнозированных здесь поднятий собраны пока частично и только по отложениям карбона. По сохранившимся материалам наиболее перспективными на выявление залежей нефти являются терригенные отложения среднего и нижнего карбона, а также карбонатные отложения нижнего карбона.

По "Карте перспектив нефтегазоносности..." за 1971 год, составленной НВНИИГГ, в пределах Балаковской вершины (в пределах которой продолжается трассировка рассмотренного структурного носа) находятся три месторождения нефти – Ново-Николаевское, Чапаевское и Кормёжское. В пределах месторождений указаны структурные и глубокие скважины, в которых наблюдались нефтегазопроявления, а также получены притоки нефти.

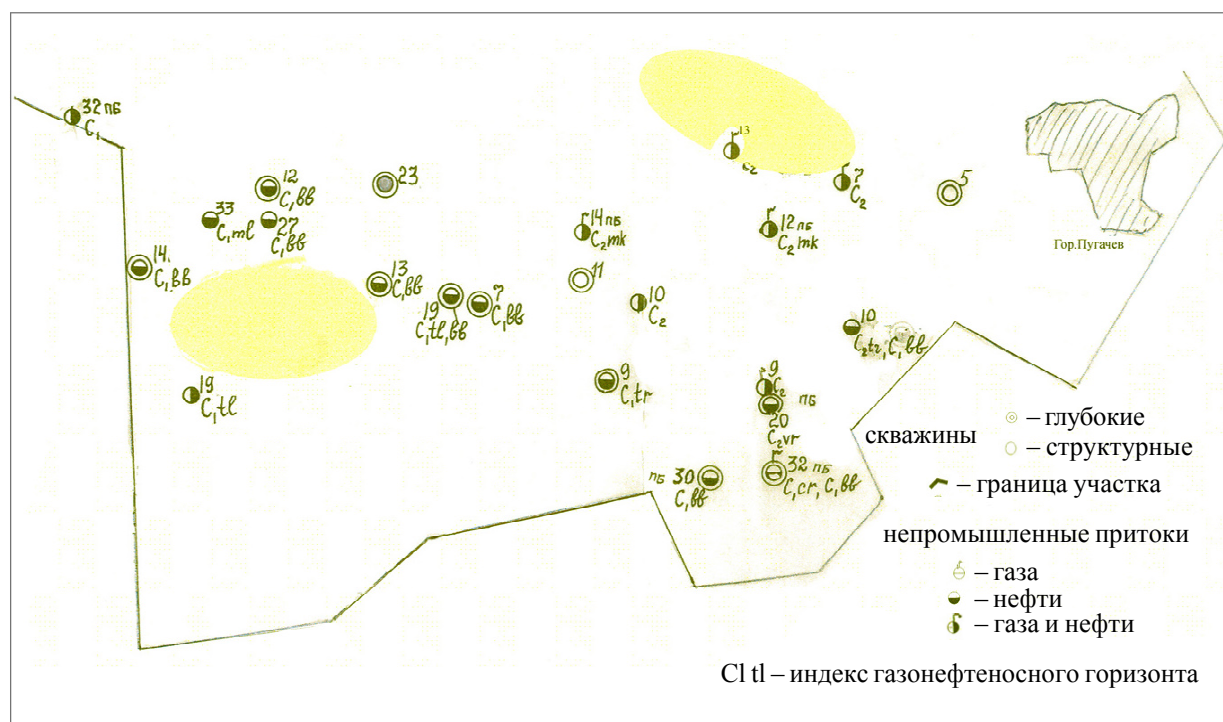


Рис.3. Схема притоков газа и нефти



**Рис.4. Схема выявленных и прогнозируемых локальных поднятий**  
(Горьков, 2011 г.)

Согласно этой же "Карте перспектив нефтегазоносности..." в южной части Больше-Чалыклинского-2 участка в пределах рассматриваемого структурного носа во всех пробуренных в то время скважинах наблюдались нефтегазопроявления в карбоне (скв.5, 9, 10, 12, 13, 14, 19 и др.). В скв.10, согласно условному знаку на карте, был получен фонтан нефти (рис.3).

С учетом сказанного, отработку первых поисково-разведочных сейсмопрофилей осуществили в южной части участка. В результате были выявлены антиклинальные перегибы в карбоне и девоне. На одном из них (находящемся в северной части меридианального сейсмопрофиля № 13) отработана детальная сетка сейсмопрофилей, достаточная для составления паспорта на поднятие.

Таким образом, заметный успех выявления здесь локальных поднятий был во многом обеспечен первоначальной во времени проработкой площади геологическими и морфометрическими методами. Наряду с отмеченными в пределах участка спрогнозированы и другие нефтегазоперспективные поднятия, сосредоточенные, преимущественно, в восточной части участка (рис.4).

Наличие пластов-коллекторов нефти и газа во всем разрезе осадочного чехла на сравнительно небольших глубинах; выявление и прогноз большого количества потенциально нефте- и газоносных локальных поднятий; расположение вокруг участка "аналоговых" месторождений позволяют расценивать Больше-Чалыклинский-2 участок как один из наиболее перспективных в Саратовском Заволжье.