

ОСОБЕННОСТИ ПОИСКА, ОСВОЕНИЯ И ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ РЕПЕРА «ТУЛЬСКИЙ ИЗВЕСТНЯК» НА ЗАПАДНОМ СКЛОНЕ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

В статье представлены основные результаты проведенных работ, дана геолого-промысловая характеристика, определены основные особенности поиска, освоения и пробной эксплуатации залежей нефти в карбонатных коллекторах репера «тульский известняк» на западном склоне ЮТС на примере Кузайкинского (ОАО «Татойлгаз») и Онбийского (ЗАО «Татех») месторождений.

Ключевые слова: Южно-Татарский свод, Кузайкинский свод, Онбийское месторождение, тульский репер, карбонатный коллектор.

На месторождениях, расположенных в тектоническом плане на западном склоне Южно-Татарского свода (ЮТС) в пределах Акташско-Ново-Елховского (I-A-в) и Черемшано-Ямашинского (I-A-б) валов, перспективы нефтеносно-

сти пород-коллекторов тульских отложений являются наиболее высокими. Об этом свидетельствует открытие ряда залежей нефти в отложениях репера «тульский известняк» с промышленными запасами нефти на Кузайкинском,

Окончание статьи С.Г. Валеева, В.В. Лапаевой, М.В.Кутленкова, Ю.А. Нефедьева «Полигармоническая модель изменчивости географической широты»

библиотеки В2 пакета. По критерию χ^2 остатки признаны нормально распределенными; их математическое ожидание примерно равно нулю; фиксируется некоторое гетероскедастичность, но она порождается шестью аномальными точками в пределах до 7 сигма; критерий Дарбина-Уотсона равен 1.4, что приближенно означает отсутствие авторегрессии или независимость ошибок.

Анализ полигармонической структуры. Полученная модель (4) может рассматриваться как модель, обеспечивающая устойчивый прогноз значений широты на 2 года вперед при непрерывном обновлении ее коэффициентов. Однако остается открытым вопрос об устойчивости ее регулярной части, обеспечиваемой в основном полигармонической структурой; после выявления стабильных гармоник помимо двух основных необходимо дополнительно оценить их стационарность во времени.

Для анализа устойчивости полигармонической структуры ряд наблюдений был разделен на три примерно равные части; для каждой из них определялась при $\alpha=0.2$ оптимальная структура, включающая полигармонику. Общими для трех частей оказались гармоники с периодами (в единицах 0.05 года) 6-7, 10, 12, 13-14, 20, 24 или в долях года: 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 1.0, 1.2.

Заключение

Полученные результаты подтверждают перспективность применения для описания изменений широт так называемых адаптивных динамических регрессий, впервые предложенных в работе (Валеев, 2001) и развиваемых в настоящее время. Их достоинствами по сравнению с традиционными подходами к анализу временных рядов, в частности, к анализу изменчивости географической широты, являются: расширение представлений о структуре математической модели, описывающей динамику, выделение устойчивых во времени гармоник колебаний, по-

вышение точности прогнозирования изменений в несколько раз на некотором интервале времени вперед, что может иметь практические последствия.

Литература

Валеев С.Г. Регрессионное моделирование при обработке наблюдений. 2-е изд. Казань: ФЭН. 2001. 296.

Kuzin S.P., Tatevian S.K., Valeev S.G., Fashutdinova V.A. Studies of geocenter motion using 16-years DORIS data. *J. Advances in space research*. 46. 2010. 1292-1298.

Соболев Г.А., Валеев С.Г., Фасхутдинова В.А. Мультигармоническая модель сейсмичности Камчатки. *Физика Земли*. №12. 2010. 3-18.

Валеев С.Г., Кузин С.П., Татевян С.К., Фасхутдинова В.А. Статистическое моделирование временных рядов изменений координат геоцентра. *Геодезия и картография*. №10. 2010. 9-14.

S.G. Valeev, V.V. Lapaeva, M.V. Kutlenkov, Yu.A. Nefed'ev. **Polyharmonic model mutability of latitude.**

This article examines the use of adaptive dynamic regressions describing the change latitudes.

Key words: polyharmonic model, mutability of latitude, dynamic regressions.

Султан Галимзянович Валеев

Зав. кафедрой прикладной математики и информатики УлГТУ, д.ф.-м.н., профессор.

Ульяновск, ул. Северный венец, 32. Тел.: (8422) 43-91-18.

Кутленков Михаил Вячеславович, аспирант

Валентина Васильевна Лапаева, с.н.с.

Юрий Анатольевич Нефедьев, д.ф.-м.н., профессор, директор АОЭ.

Астрономическая обсерватория им. В.П. Энгельгардта. Республика Татарстан, Зеленодольский р-он, ст. Обсерватория. АОЭ. Тел. (84371) 6-55-75.

Онбийском и других месторождениях (Рис. 1).

Как показал анализ уже выявленных залежей, поиск и разведку залежей нефти в отложениях «тульского репера» следует вести на площадях, участках, примыкающих к зонам с тектоническими нарушениями сплошности продуктивных пород (к тектонически-ослабленным зонам). В пределах Кузайкинского месторождения все выявленные участки с продуктивными отложениями в «тульском репере» согласно региональной структурно-тектонической схемы додевонских пород (Рис.1) примыкают к Кузайкинскому прогибу, в пределах Онбийского – к прогибу, сочлененному с Кузайкинским и прослеживаемому в пределах западной части месторождения (Валеев, 1971; Ларочкина, 2008). Перспективные зоны в отложениях репера «тульский известняк», в условиях, характерных для западного склона ЮТС, как правило, располагаются в пределах брахиантеклинальных поднятий, осложненных разрывными нарушениями, в большинстве случаев имеющих унаследованный характер с некоторыми смещениями их положения в структурных планах (Рис. 2а, б).

Кроме наличия благоприятных структурно-литологических и тектонических условий для формирования данных залежей должно отмечаться в разрезе скважин также наличие пласта-коллектора, обладающего кондиционными фильтрационно-емкостными свойствами, содержание в нем подвижного флюида с достаточным для разработки пластовым давлением, а также наличие надежной покрывки.

Выделение пласта-коллектора в «тульском репере» возможно по данным следующего комплекса ГИС: ДС, МКЗ, ПС, АК и ЯМК (Рис.3). Использование РК для оценки пористости ограничено на большинстве скважин малой толщиной пласта (0,8-1,0м), влиянием на показания радиоактивности контактирующих пород, отсутствием данных по изучению и установлению зависимостей между геофизи-

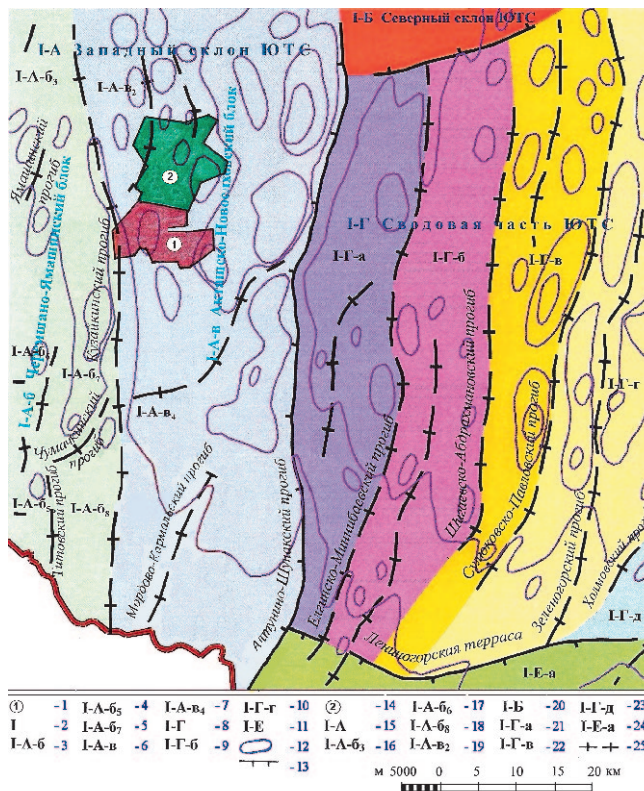


Рис. 1. Структурно-тектоническая схема додевонских пород. 1 – Кузайкинское месторождение, 2 – Южно-Татарский свод (ЮТС), 3 – Черемшано-Ямашинский блок, 4 – Черемшанская гряда, 5 – Беркет-Ключевская гряда, 6 – Акташско-Новоелховский блок, 7 – Ново-елховская гряда, 8 – Сводовая часть ЮТС, 9 – Чимминско-Южноромашинский блок, 10 – Сакловско-Зеленогорский блок, 11 – Южный, юго-восточный склоны ЮТС, 12 – изогипсы додевонской поверхности, 13 – граница частей тектонических элементов 1 порядка, 14 – Онбийское месторождение, 15 – Западный склон ЮТС, 16 – Тавельско-Прудковская гряда, 17 – Ашальчинская гряда, 18 – Чегодайская гряда, 19 – Макаровская гряда, 20 – Северный склон ЮТС, 21 – Миннибаевско-Алькеевский блок, 22 – Сулеево-Абдрахмановский блок, 23 – Азнаевско-Кармалинский блок, 24 – Коробовско-Крымсарайская гряда, 25 – зона грабенообразных прогибов.

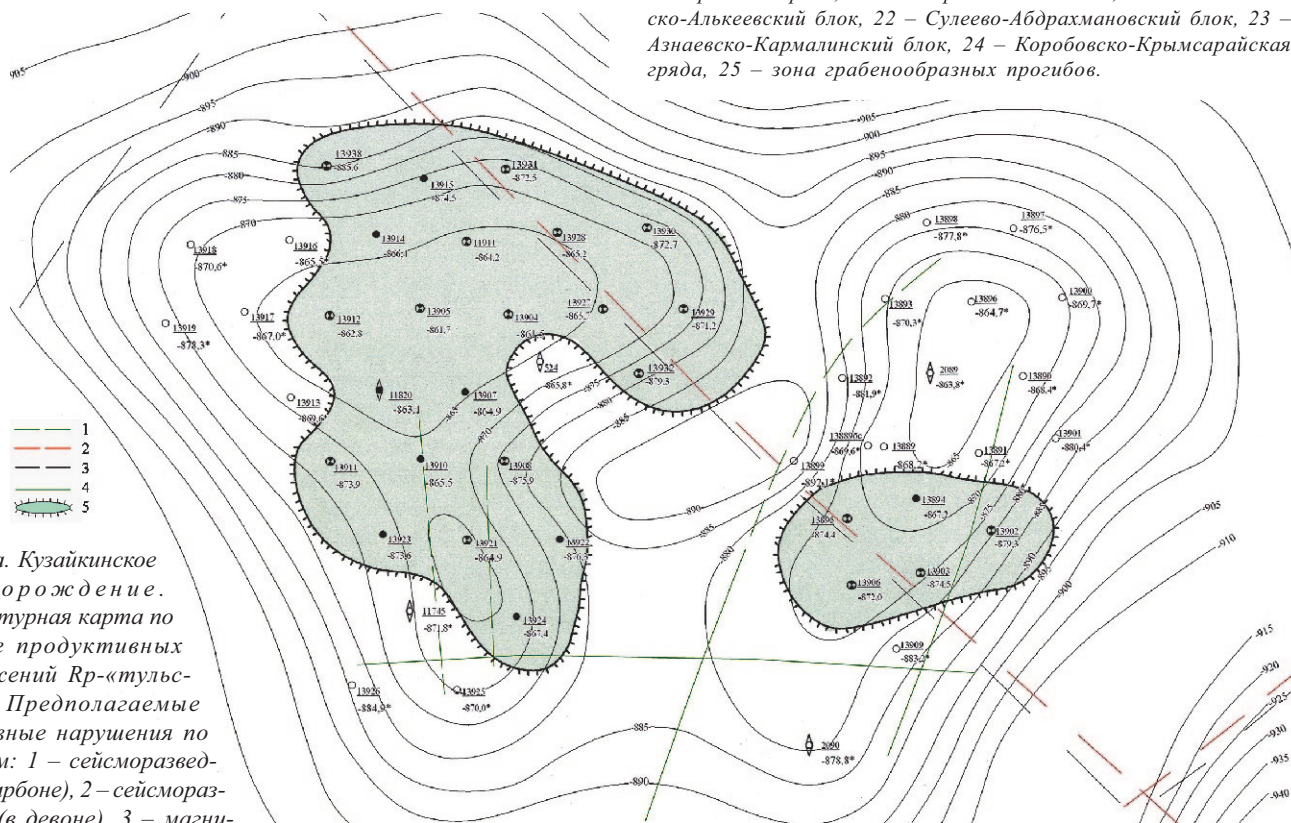


Рис. 2а. Кузайкинское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений Рр-«тульский». Предполагаемые разрывные нарушения по данным: 1 – сейсморазведки (в карбоне), 2 – сейсморазведки (в девоне), 3 – магниторазведки. 4 – выявленные разрывные нарушения по данным сейсморазведки (в карбоне), 5 – выявленные залежи нефти.

ческими (НГК, ГК, АК) и петрофизическими свойствами для пород-коллекторов «тульского репера». Определение нефтенасыщенности пласта возможно по данным ИК и БК с учетом пороговых значений сопротивления, характерных для водоносных и остаточно-нефтенасыщенных пород. Необходимо отметить, что не всегда возможно выделение пласта-коллектора в «тульском репере» по вышеперечисленному комплексу методов, часто приходится довольствоваться положительными показаниями только одного или двух из методов, к примеру, таких методов как ДС, МКЗ (при использовании для первичного вскрытия и записи окончательного каротажа буровых растворов на глинистой основе).

Несмотря на незначительную толщину, тульский карбонатный пласт (по данным анализа керна скважины №13938 Кузайкинского месторождения представлен известняками темно-серыми, с углистыми прожилками по горизонтальным слоям напластования с единичными крупными кавернами (3,0*2,0) и (2,0*2,0)см, с включениями сульфатов размером от 1,0*1,0см до 1,5*3,0см, неравномерным слабо-пятнистым характером насыщения нефтью; согласно описания керна поднятого со скважины №11160 Онбийского месторождения представлен доломитами неравномерно-зернистыми (размер зерен от 0,1 до 0,5мм), с крайне неравномерным присутствием в порах битума в виде сгустков, пористость в породе распределена неравномерно и составляет около 10%, наличие очер-

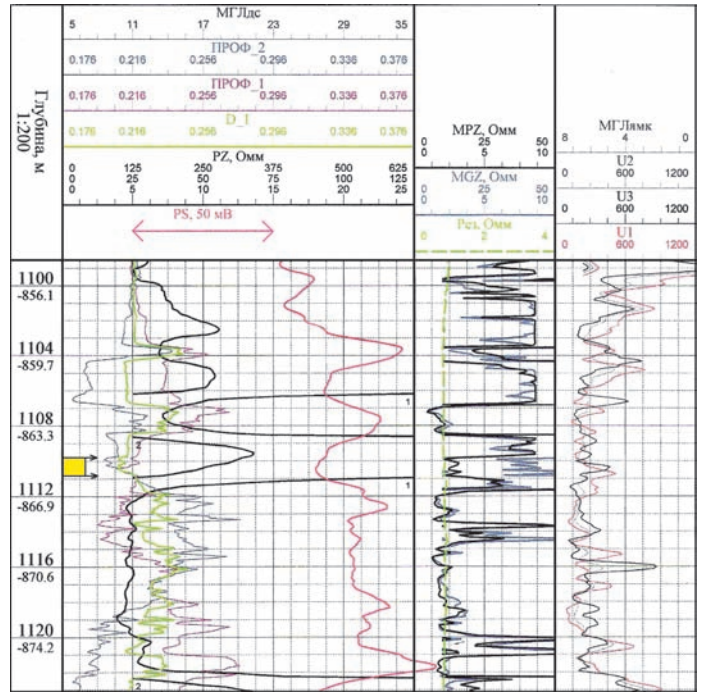


Рис. 3. Стандартный каротаж, ЯМК по скв. №13907 Кузайкинского месторождения.

тания раковины фузулины в шлифе указывает на первично органический генезис породы, являющейся изначально органическим известняком) характеризуется дос-

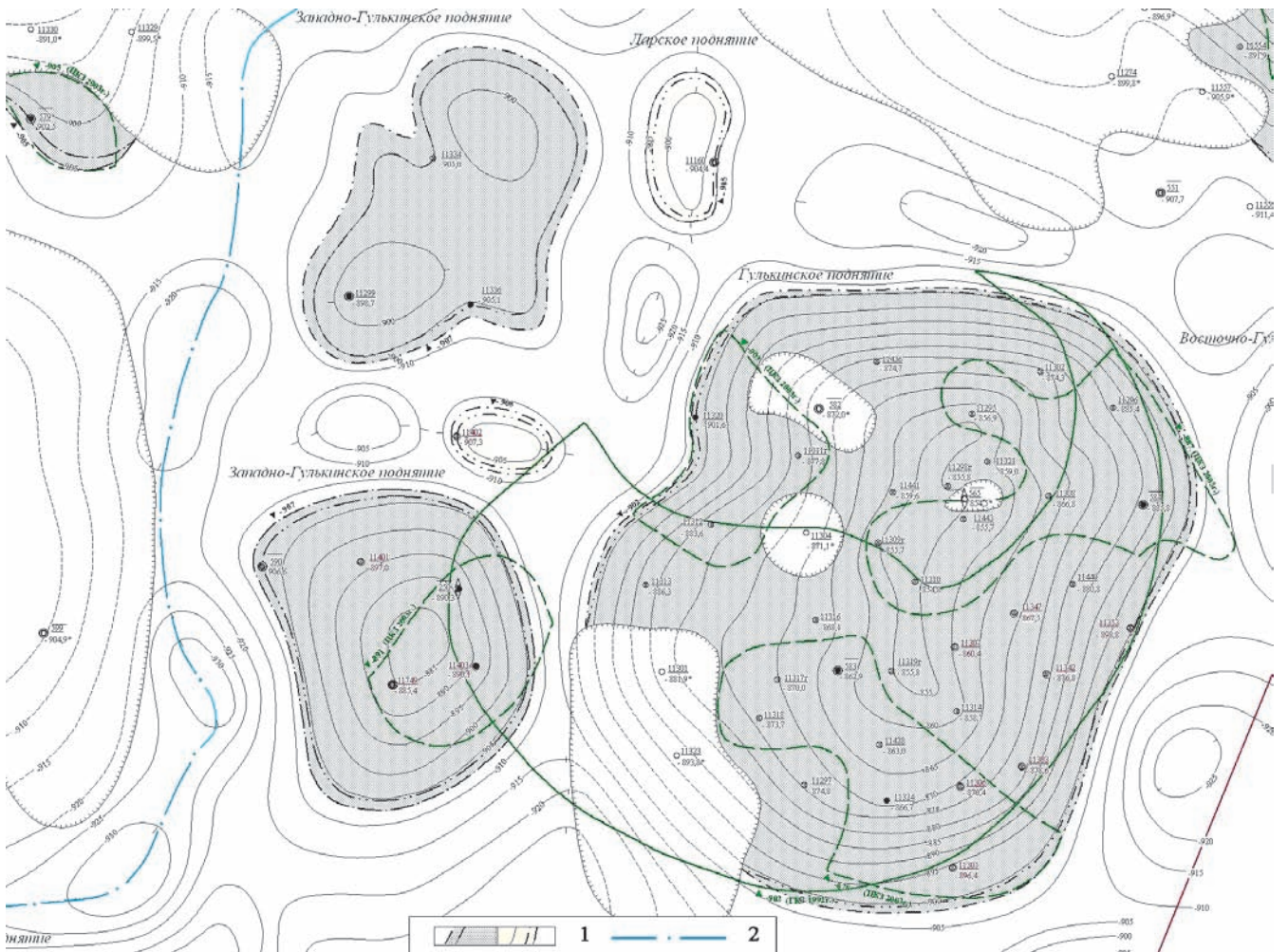
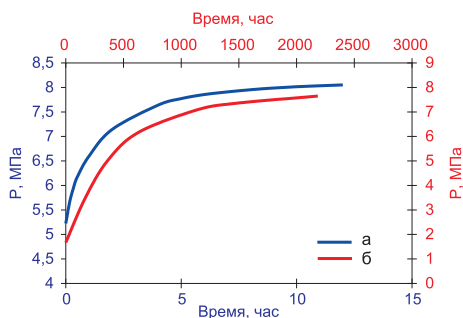


Рис. 26. Онбийское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений Рр-«тульский». 1 – выявленные залежи нефти (кат. С1/С2), 2 – ось прогиба.

Рис. 4. Кузайкинское месторождение. Графики КВД по скв.: а – № 13915 (тульский репер), б – № 13896 (турнейский ярус).



таточно высокой продуктивностью. Сравнительные геолого-физические и эксплуатационные характеристики пород-коллекторов «тульского репера» и турнейского яруса рассматриваемых месторождений представлены в табл. 1.

По наблюдениям поведения КВД, снятых при разработке турнейского и тульского объектов, можно отметить общее их сходство, что может быть связано со сходством типа строения данных пород-коллекторов (Рис.4).

Проведение сравнительного анализа физико-химических свойств и состава нефти и растворенного газа тульского объекта с другими объектами, позволило выявить их сходство с продукцией турнейского объекта (Табл.2). Однако, кроме имеющегося сходства, отмечаются некоторые отличия по содержанию растворенного газа, вязкости в пластовых и поверхностных условиях, плотности пластовой и сепарированной нефти, объемному коэффициенту и давлению насыщения. Химический анализ пластовой воды из-за низкого ее содержания в добываемой продукции произведен только по скважине №11361 Онбийского месторождения. Используя результаты анализа можно отметить, что по содержанию анионов и катионов пластовая вода, заключенная в породах-коллекторах «тульского репера», также имеет сходство с составом пластовых вод пород-коллекторов турнейского яруса.

В связи с содержанием более подвижной нефти в тульском объекте, и их сходства по составу и физико-химическим свойствам нефти, растворенного газа и пластовой воды с продукцией турнейского объекта, можно сделать предположение о наличии в период тектонической активности гидродинамической связи, вертикальной миграции в зонах с разрывными нарушениями, и скопления нефти в структурно-литологических ловушках данного возраста. Механизмы и причины формирования вторичных доломитов в породах-коллекторах «тульского репера» с аномальной для всей толщи продуктивного карбона Татарстана структурой и пористостью, а также их связь с процессом нефтенасыщения освещаются в совместной научной работе АО «Татнефть» и Казанского государственного университета (Ахметов и др., 2000).

Эксплуатационные характеристики пласта определялись после проведения глиноукислотной обработки призабойной зоны (средний расход – 3м³ на одну скважину). Эксплуатация без проведения ОПЗ в скважине №11820 Кузайкинского месторождения, несмотря на полученный хороший начальный приток нефти, в течение непродолжительного времени привела к резкому снижению дебита и забойного давления, в результате появилась необходимость в обработке. После обработки дебит нефти и забойное давление в скважине №11820 восстановлены до начальных значений, и дальнейшая эксплуатация приняла устойчивый характер. Данный наработанный опыт использован при освоении последующих скважин.

Несмотря на имеющееся предположение о существовании гидродинамической связи в тектонически-ослабленных зонах между турнейским и тульским объектами для эксплуатации скважин наряду с раздельной использовалась схема одновременно-раздельной добычи. Данная схема на большинстве скважин успешно реализована. Однако необходимо отметить, что на немногочисленном ряде скважин при производстве работ по приобщению наблюдалось по данным измерений глубинным манометром появление гидродинамического сообщения между пластами за эксплуатационной колонной. Появление движения жидкости за эксплуатационной колонной обнаруживалось в условиях щадящего режима вскрытия пласта (производ-

Параметры	Продуктивные пласты			
	Кузайкинское месторождение (Кузайкинское поднятие)		Онбийское месторождение	
	Тульский (Rp)	Турнейский	Тульский (Rp)	Турнейский (киселовский +упинно-малевский)
Средняя глубина залегания кровли, абс.м.	-871,9	-876,2	-877,1	-911,0
Средняя глубина залегания залежи, м.	1072,5	1082,2	1107,0	1127,0
Диапазон изменения дебита нефти, т/сут	2,1-5,9	1,3 - 6,3	3,6-8,6	0,6-14,2
Средний дебит нефти, т/сут.	4,1	3,7	4,0	2,7
Среднее забойное давление, МПа	5,13	3,33	4,5	3,3
Среднее пластовое давление, МПа	8,09	9,05	10,5	11,0
Диапазон изменения коэффициента продуктивности, м ³ /сут*атм	0,108-0,243	0,027-0,295	0,06-1,08	0,010 - 2,412
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут*атм	0,165	0,074	0,35	0,347
Литологический состав пород-коллекторов	известняки с включением сульфатов	известняки	доломиты	известняки
Тип залежи	пластово-сводовый, структурно-литологический	массивный	пластово-сводовый структурно-литологический	массивный
Тип коллектора	порово-трещинный	порово-трещинный	порово-трещинный	порово-трещинный, кавернозно-трещиноватый
Характер нефтенасыщения образцов керна	пятнисто-полосчатый, неравномерно-нефтенасыщенный	равномерно нефтенасыщенный	неравномерно-нефтенасыщенный	равномерно нефтенасыщенный
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	2050	5935,813	10981	38368
Колебание суммарной нефтенасыщенной толщины, м.	0,6-1,3	5,0-20,4	0,8-2,4	1,0-59,0
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м.	0,7	6,6	1,3	20,5
Пористость, %	13	11	13	11,07
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,67	0,75	0,77	0,655
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	308	5,77	333	14
Абсолютная отметка ВНК, м.	не опр.	-910,0	(от -904,7м до -877,2м) предпол.	(от -915,0м до -925м) утверж.

Табл.1. Геолого-физические характеристики продуктивных пластов нижнего карбона.

Параметры	Продуктивные пласты			
	Кузайкинское месторождение (Кузайкинское поднятие)		Онбийское месторождение	
	Тульский (Rp)	Турнейский	Тульский (Rp)	Турнейский (киселевский +упино-малевский)
Температура застывания нефти, °С	не опр.	ниже 18	не опр.	ниже -18
Температура плавления парафина, °С	не опр.	50,5	не опр.	не опр.
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	29	45,65	18,6	30,15
Средняя вязкость нефти в поверх. условиях 20 °С, мкм ² /с	70,4	207,92	44,18	61
Средняя вязкость нефти при температуре опыта 50 °С, мкм ² /с	не опр.	48,88	не опр.	44,4
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,886	0,887	0,857	880,2
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,905	0,910	0,906	912,3
Объемный коэффициент нефти, доли йод.	1,044	1,038	1,0753	1,0491
Содержание серы в нефти, % масс.	3,29	3,69	2,67	2,5
Содержание парафина в нефти, % масс.	2,38	3,03	3,05	3
Содержание асфальтенов в нефти, % масс.	5,77	7,12	3,45	6,3
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,06	1,9	4,5	4,3
Газосодержание нефти, м ³ /т	16,15	9,5	22,6	16,6
Состав газа, %				
Содержание сероводорода, %	0,08	0,26	0,12	0,22
СО ₂	5,889	5,32	4,48	3,57
Азот	10,408	15,96	13,87	18,14
Метан	29,74	27,83	19,8	24,99
Этан	10,318	22,4	10,3	17,11
Пропан	20,668	15,88	12,7	21,19
Бутаны (изобутан/норм)	5,0 / 10,230	3,28 / 5,05	2,7	4,06
Пентаны (изопентан/норм)	4,442 / 2,213	2,06 / 0,96	2,1	2,23
Гексаны	1,001	0,92	1,54	0,72
Сжимаемость нефти, 10 ⁻⁴ Мпа ⁻¹	6,3	5,90	6,12	7,69
Фракционный состав (мл), % объем.				
Начало кипения, °С				
100, °С	74	78	50	56,4
150, °С	2,4	4,4	6	4,8
200, °С	9,7	13	12	7,9
300, °С	17,6	16	17	15,8
300, °С	43,5	39	47	38,6

Табл.2. Физико-химические свойства и состав нефти продуктивных пластов нижнего карбона.

ства сверлящей перфорации, кислотной обработки пласта при низких репрессивных режимах (давление закачки не превышало 20атм.), сокращения длительности воздействия и реагирования кислоты с породой до двух часов и принятия других мер) в скважинах, имеющих хорошее сцепление цементного камня с эксплуатационной колонной и породой, а также в скважинах, имеющих небольшой угол наклона. В таких скважинах в связи с незначительными отличиями объектов по притоку жидкости, текущему энергетическому состоянию и обводненности продукции в процессе совместной эксплуатации отрицательного взаимовлияния не отмечено, а прирост дебита соизмерим с приростом дебита скважин, на которых осуществляется одновременно-раздельная эксплуатация.

Значение нетрадиционных пород-коллекторов при высокой истощенности запасов нефти основных горизонтов с каждым годом возрастает. Интервалы, представленные нетрадиционными коллекторами, слабо изучены и в свя-

зи с этим требуют к себе особого внимания геологов. Для возможности выделения перспективных интервалов требуется внедрение нестандартных геофизических комплексов исследований скважин, ориентированных на решение конкретных геологических задач, отбор и анализ керн для проведения петрофизических исследований, а также изучение опыта работы научно-исследовательских, геофизических и нефтедобывающих организаций с нетрадиционным геологическим разрезом. Авторы статьи надеются, что представленная информация вызовет к себе геолого-промышленный интерес и приведет в конечном итоге к открытию новых залежей в породах-коллекторах «тульского репера».

Литература

Ахметов Н.З., Бахтин А.И., Васильева Т.Л., Королев Э.А., Кричары Г.А., Морозов В.П., Пикалев С.Н., Сафин А.Х. Высокопористые доломиты-коллектора нефти тульского горизонта продуктивного карбона Татарстана: специфика локализации и механизмы формирования. Казань: Изд-во КФУ. 2000.

Валеев Р.Н. Критическая плотность дизъюнктивных нарушений фундамента Волго-Камского края. Новые данные о геологии и нефтеносности Волго-Камского края. *Труды геол. ин-та*. Казань. Вып. 30. 1971. 99-104.

Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: «ПФ «ГАРТ». 2008.

R.S. Khisamov, R.B. Davletshin, R.R. Minebaev. **Features of research, development and test exploitation of oil deposits in the carbonate reservoirs on the South-Tatarstan arch west slope.**

Basic results of geological actions are presented, geological-field description is shown, fundamental features of research, development and test exploitation of oil deposits in the carbonate reservoirs on the South-Tatarstan arch west slope on example of Kusaikino and Onbiiskii oil fields are described.

Key words: South-Tatarstan arch, Kusaikino oil field, Onbiiskii oil field, carbonate reservoir.

Раис Салихович Хисамов

Главный геолог – зам. генерального директора ОАО «Татнефть», д.г-м.н, профессор, академик РАЕН.

423450, Россия, Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75. Тел.: (88553)-307-117, Факс: (88553)-307-485.

Радик Вилорикович Давлетшин

главный геолог ОАО «Татойлгаз». Научные интересы: нефтепромышленная геология и разработка.

423464, РТ, г.Альметьевск, ул.Тухватуллина, 2а. Тел.: (8553) 314-107.

Ризит Раисович Минебаев

главный геолог ЗАО «Татех». Научные интересы: разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.

423450, РТ, г.Альметьевск, ул.Маяковского, 116. Тел.: (8553) 397-041.