

ИЗУЧЕНИЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ТЕКТОНИЧЕСКИ-ОСЛАБЛЕННЫХ ЗОНАХ НА ПРИМЕРЕ ОПЫТА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ КУЗАЙКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОАО «ТАТОЙЛГАЗ»

В статье представлены сведения по изучению нетрадиционных коллекторов в тектонически-ослабленных зонах на примере опыта геологического изучения и разработки Кузайкинского месторождения ОАО «Татойлгаз», приведены основные результаты проведенных работ, определены основные геолого-физические характеристики пласта и физико-химические свойства нефти, сделаны выводы и даны рекомендации по изучению нетрадиционного разреза.

Ключевые слова: Южно-Татарский свод, Кузайкинское месторождение, алексинский горизонт, карбонатный коллектор, репер «тульский известняк».

Кузайкинское месторождение расположено согласно тектоническому районированию РТ в пределах Западного склона ЮТС между Уратьино-Черемшанским и Ак-

ташско-Новоелховским валами в Онбийско-Ерсубайкинской зоне валлообразных структур (Рис. 1) (Валеев, 1971). На рассматриваемой территории протрассированы с учетом

Окончание статьи В.И. Радомской, С.М. Радомского, Л.М. Павловой «Условия применения технологий тиокарбамидного выщелачивания золота...»

др., 2004). Тиокарбамидный процесс извлечения золота обладает рядом достоинств: малой токсичностью, высокой избирательностью по отношению к благородным металлам, кинетической активностью и возможностью производства в промышленном масштабе.

Таким образом, процесс тиокарбамидного выщелачивания может рассматриваться в качестве эффективного способа гидрометаллургического производства золота и серебра из отдельных категорий руд сложного вещественного состава, переработка которых не может быть осуществлена цианированием с приемлемыми экономическими показателями. Эта технология также может быть востребована другими подотраслями цветной металлургии, где существует проблема доизвлечения благородных металлов из полупродуктов и отходов обогачительно-металлургического цикла.

Литература

Гаррелс Р.М., Крайст Ч.Л. Растворы, минералы, равновесия М.: Мир. 1968. 368.

Лодейщиков В.В., Панченко А.Ф., Хмельницкая О.Д. Тиокарбамидное выщелачивание золотых и серебряных руд. Гидрометаллургия золота. М.: Наука. 1980. 26-35.

Лурье Ю.Ю. Справочник по аналитической химии М.: Химия. 1989. 448.

Лосева О.В., Радомская В.И., Рогулина Л.И., Радомский С.М., Моисеенко В.Г. Метод пробоподготовки и определение содержания золота в упорных золотосеребряных рудах на примере месторождения Майское (Приморье). Доклады Академии наук. Т. 408. №1. 2006. 83-86.

Меретуков М.А., Орлов А.М. Металлургия благородных металлов. Зарубежный опыт. М.: Металлургия, 1991. 416.

Радомская В.И., Радомский С.М., Лосева О.В. Применение тиомочевины для концентрирования золота из вторичного сырья. Вестник ДВО РАН. № 1. 2004. 80-86.

Радомский С.М., Радомская В.И. Равновесные параметры процесса окисления благородных металлов. Естественные и техни-

ческие науки. № 4. 2010. 166-170.

Радомский С.М., Радомская В.И. Соотношение ионных и металлургических форм благородных металлов на золотосеребряном месторождении Покровское (Верхнее Приамурье). Горный информационно-аналитический бюллетень. № 1. 2013. 128-134.

Шевцова О.Н., Бек Р.Ю., Зелинский А.Г., Вайс А.А. Закономерности анодного поведения золота в кислых тиокарбамидных растворах по данным циклической вольтамперометрии и кварцевой микрогравиметрии. Электрохимия. Т. 42. № 3. 2006. 279-285.

V.I. Radomskaia, S.M. Radomskii, L.M. Pavlova. **Terms of technologies application of thiourea leaching of gold and silver**

The article describes the theoretical foundations of thiourea leaching of gold and silver, including thermodynamic and kinetic features of stable existence of their complex compounds. It is shown that the sulfides are catalysts of dissolution and thiourea leaching process may be regarded as an effective method of hydrometallurgical production of gold and silver from certain categories of ores with complex material composition, the processing of which cannot be performed by cyanidation with acceptable economic indicators.

Keywords: kinetics, gold, silver, thrust ore, leaching.

Валентина Ивановна Радомская

К.хим.н., в.н.с. лаборатории биогеохимии

Сергей Михайлович Радомский

К.геол.-мин.н., в.н.с. лаборатории рудогенеза

Людмила Михайловна Павлова

К.биол.н., зав. лабораторией биогеохимии

Институт геологии и природопользования ДВО РАН
675000, Амурская обл., г. Благовещенск, Релочный пер., 1.
Тел.: (416-2) 53-16-57.

данных аэромагниторазведки и АКГИ в рельефе кристаллического фундамента три крупных различно-ориентированных разлома (Хисамов, 2010):

- Акташско-Джалильский – вытянутый в субширотном направлении;
- Кичуйский – северо-западного простирания;
- Кузайкинский – субмеридионального простирания.

В пределах данного сложного тектонического узла сформированы такие положительные структурные формы в нижнем карбоне как Кузайкинское и Мулюковско-Байгашкинское поднятия (Рис. 2). Основным фактором, влияющим на их формирование, является развитие биогермных сооружений верхнефранско-фаменского возраста (Рис. 3)(Ларочкина, 2008). Другие аналогичные по условиям формирования локальные поднятия, имеющиеся на Кузайкинском месторождении (Игнатовское, Ново-Еланское), также находятся в пределах развития субвертикальных тектонически-ослабленных зон, прослеживаемых достаточно уверенно на временных разрезах МОГТ с кристаллического основания до осадочных отложений верхнефранско-фаменского возрастов (ООО «ТНГ-Групп, 2012). В связи с тем, что в формировании современных структурных планов осадочной толщи участвовали как тектонический, так и седиментационный факторы, амплитуды и плановое соотношение локальных структур по различным маркирующим горизонтам отличаются.

Нефтеносность Кузайкинского месторождения, с некоторым отличием в приуроченности залежей к локальным поднятиям, установлена в отложениях каширского,

верейского горизонтов и башкирского яруса среднего карбона, алексинского, тульского и бобриковского горизонтов, турнейского яруса нижнего карбона, кыновского и пашийского горизонтов терригенного девона.

Структуры, находящиеся в пределах развития тектонических нарушений, являются уникальными объектами для проведения различных геолого-промысловых, геофизических и гидродинамических исследований с целью выявления залежей нефти в слабоизученных отложениях. Примером уникальности данных объектов на Кузайкинском месторождении является выявление в последние годы 2-х залежей нефти в «тульском репере», 1-ой залежи в алексинском горизонте на Кузайкинском поднятии и еще 2-х залежей в алексинском горизонте на Мулюковско-Байгашкинском поднятии. В результате новых открытий количество выявленных залежей нефти с начала истории геологического изучения увеличилось на Кузайкинском и Мулюковско-Байгашкинском поднятиях до 17.

Особенности поиска, освоения и пробной эксплуатации залежей нефти в карбонатных коллекторах репера «тульский известняк» изложены ранее в журнале «Георесурсы» (1(37)2011, стр.18), поэтому ниже приводится только информация, полученная в результате проведения комплекса исследований с целью изучения нефтеносности отложений алексинского объекта.

В разрезе пробуренных скважин №№ 14036, 14037, 14039, 14042 (2013 г.) на Байгашкинском поднятии по ГИС (Рис. 4) выделены маломощные карбонатные коллекторы алексинского горизонта (эффективная толщина ($h_{эф}$) их варьирует от 0,6 до 1,2 м, коэффициент пористости

Параметры	Кузайкинское месторождение		
	Кузайкинское поднятие	Байгашкинское поднятие	Мулюковское поднятие
	Алексинский	Алексинский	Алексинский
Средняя глубина залегания кровли, абс.м.	-857,1	-871,1	-877,3
Средняя глубина залегания залежи, м.	997,1	974,3	984,8
Диапазон изменения дебита нефти, т/сут	4,6 - 5,5	1 - 2,5	5,2-6,2
Средний дебит нефти, т/сут.	5,1	1,8	5,8
Обводненность продукции, %	5 - 15	4 - 5	2
Среднее забойное давление, МПа	7,6	2,5	5,9
Среднее пластовое давление, МПа	9,6	8,5	10,0
Диапазон изменения коэффициента продуктивности, м ³ /сут*атм	0,276-0,373	0,018-0,023	0,145
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут*атм	0,325	0,021	0,145
Литологический состав пород-коллекторов	известняки частично доломитизированные	известняки частично доломитизированные	известняки частично доломитизированные
Тип залежи	структурно-литологический	структурно-литологический	структурно-литологический
Тип коллектора	порово-трещинный	порово-трещинный	порово-трещинный
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	555,6	569,5	777,9
Колебание суммарной нефтенасыщенной толщины, м.	0,8 - 1,7	0,6 - 1,2	0,9 - 1,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м.	1,0	0,7	1,1
Пористость, %	12	12	12
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,68	0,69	0,69
Проницаемость, 10-3мкм ²	2852	1013	1568
Абсолютная отметка ВНК, м.	не опр.	не опр.	не опр.

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

(K_n) – 6,8-13,9%, коэффициент глинистости ($K_{пл}$) – 0,9-4,5%, удельное электрическое сопротивление (УЭС) – 20,1-29,4 Ом·м.) с неясным характером насыщения, и только лишь в одной скважине № 14035 по комплексу ГИС дано однозначное заключение об их слабом нефтенасыщении ($h_{эф} = 1,1$ м, $K_n = 13,3\%$, $K_{пл} = 0,9\%$, УЭС = 18,7 Ом·м, $K_n = 54,3\%$). На других скважинах участка (№№ 14038, 14040, 14044, 11941) данный пласт вовсе не охарактеризован, видимо из-за маломощности, неясного характера насыщения и неоднозначности коллекторских свойств.

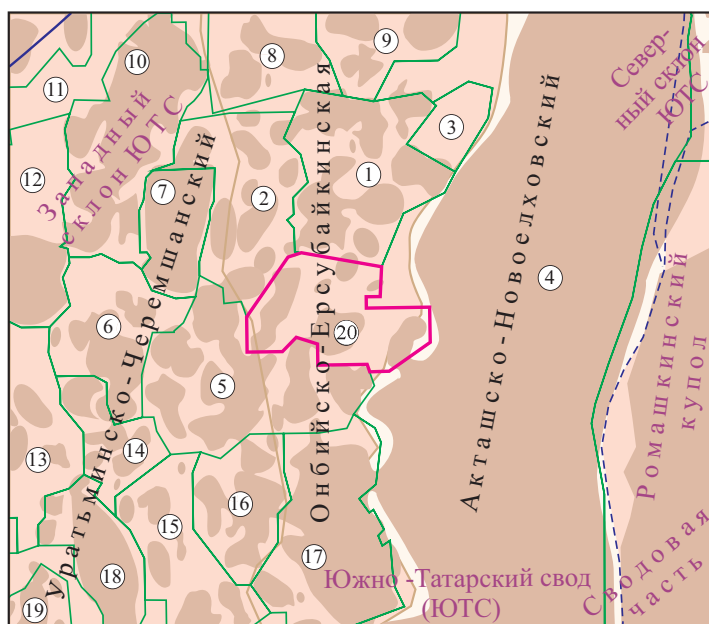
По газокаротажным исследованиям, проведенным в оценочной скв. № 11941 (2011 г.), также не было отмечено в данном интервале разреза признаков насыщения пород нефтью. Тип залежи с учетом замещения пласта С1а1 плотной породой в скв. №№ 233, 585, 14043, 14041 – структурно-литологический. В скв. №№ 14042, 14044 и 14036, после получения этих данных и их комплексного анализа, произведено опробование в э/колонне с 2х кратной кислотной обработкой (последовательно глинистая кислотная композиция (ГКК) и поверхностно-активная кислотная смесь (ПАКС)), среднесуточные притоки нефти составили, соответственно, 2, 2,5 и 1,0 т/сут. Обычно же для получения притоков из скважин, представленных тра-

Параметры	Кузайкинское месторождение		
	Кузайкинское поднятие	Байгашкинское поднятие	Мулоковское поднятие
	Алексинский	Алексинский	Алексинский
Температура застывания нефти, °С	не опр.	не опр.	не опр.
Температура плавления парафина, °С	не опр.	не опр.	не опр.
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	не опр.	не опр.	не опр.
Вязкость нефти в поверх. условиях 20 °С, МПа·с	88,9	44,6	41,4
Средняя вязкость нефти при температуре опыта 50 °С, МПа·с	не опр.	не опр.	не опр.
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	не опр.	не опр.	не опр.
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,908	0,902	0,898
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	не опр.	не опр.	не опр.
Содержание серы в нефти, % масс.	3,64	3,04	3,45
Содержание парафина в нефти, % масс.	2,57	1,75	2,80
Содержание асфальтенов в нефти, % масс.	8,25	2,90	4,90
Содержание смол в нефти, % масс.	8,16	13,20	11,20
Давление насыщения нефти газом, МПа	не опр.	не опр.	не опр.
Газосодержание нефти, м ³ /т	не опр.	не опр.	не опр.
Фракционный состав (мл), % объем.			
Начало кипения, °С	43	45	58
100, °С	4,0	6,0	4,0
150, °С	10,0	13,0	10,0
200, °С	18,0	20,0	18,0
300, °С	42,0	40,0	58,0

Табл. 2. Физико-химические свойства и состав нефти алексинского горизонта нижнего карбона.

диционными карбонатными коллекторами, требуется однократная обработка соляно-кислотным составом.

Пробная эксплуатация позволила определить основные эксплуатационные, гидродинамические характеристики пласта и физико-химические свойства пластового флюида (Табл. 1,2). Анализ кривых восстановления давления показал наличие в призабойной части скважин №№ 14036, 14042 и 14044 скин-зоны (скин-фактор (S) равен 7,4), обусловленной кольматацией пласта буровым и цемент-



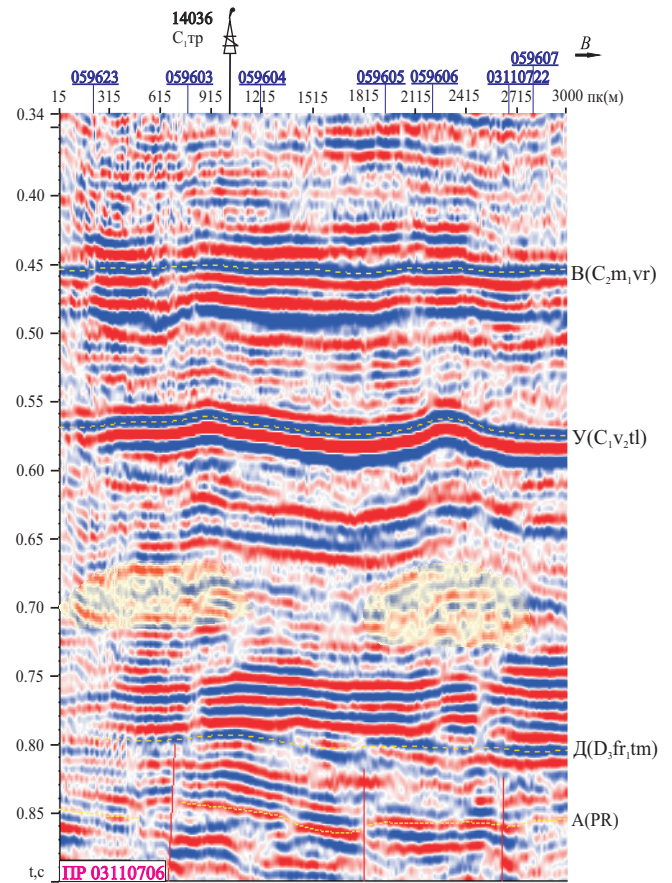
- Граница:
 - - - - - границы склонов ЮТС
- Палеозойский структурный этаж:
 [шaded area] валы, валообразные зоны, структурные террасы, прогнозные зоны поднятий и их названия
- [contour] Контуры нефтяных месторождений:
- ① - Онбийское
 - ② - Тюгеевское
 - ③ - Сарапалинское (Колотовское поднятие)
 - ④ - Ново-Елховское
 - ⑤ - Берёзовское
 - ⑥ - Шегурчинское
 - ⑦ - Ямашинское
 - ⑧ - Соколкинское
 - ⑨ - Сарапалинское
 - ⑩ - Тавельское
 - ⑪ - Урганчинское
 - ⑫ - Нагорное
 - ⑬ - Екатериновское
 - ⑭ - Красногорское
 - ⑮ - Беркет-Ключевское (восточный участок)
 - ⑯ - Сиреневское
 - ⑰ - Ерсубайкинское
 - ⑱ - Беркет-Ключевское (западный участок)
 - ⑲ - Ашальчинское (2-ой участок)
 - ⑳ - Кузайкинское

Рис. 1. Тектоническая схема кристаллического фундамента и палеозойского структурного этажа в пределах западного склона ЮТС (по Шаргородскому И.Е., Либрману В.Б. и др., ТГРУ ОАО «Татнефть», 2003 г.)

ным раствором. Причиной их глубокого проникновения является высокая проницаемость пласта. Для возможности сохранения коллекторских свойств данного нетрадиционного пласта требуется исключение отрицательного воздействия фильтрата бурового раствора и цементного раствора (бурение на депрессии или на равновесии, изменение конструкции скважины и др.)

Залежь нефти в алексинском горизонте в пределах Кузайкинского поднятия была выявлена в процессе бурения скв. № 13946 (2013 г.). При первичном вскрытии продуктивных отложений турнейского яруса в результате внезапно начавшего поглощения бурового раствора в отложениях серпуховского яруса и снижения уровня в скважине создались условия для нефтепроявления, однако, по интенсивности полученного нефтепроявления (отмечен многократно превышающий приток в сравнении с полученными притоками во время освоения на других скважинах данного участка), по физическим свойствам нефти (отмечена повышенная вязкость и удельный вес) и по пластовой энергии (наблюдался самоизлив, тогда как на других скважинах данного участка в простаивающих условиях его не было) появилось основание считать, что данная продукция поступает не с турнейского, а с другого объекта.

После вывоза транспортом значительного объема самоизливающей нефти с высоким содержанием мехпримесей и снижения устьевого давления проведен окончательный каротаж прибором «АМК-Горизонт».



рифогенная постройка
восточный купол
субвертикальные зоны ослабленной сейсмической записи, отождествляемые с тектоническими нарушениями

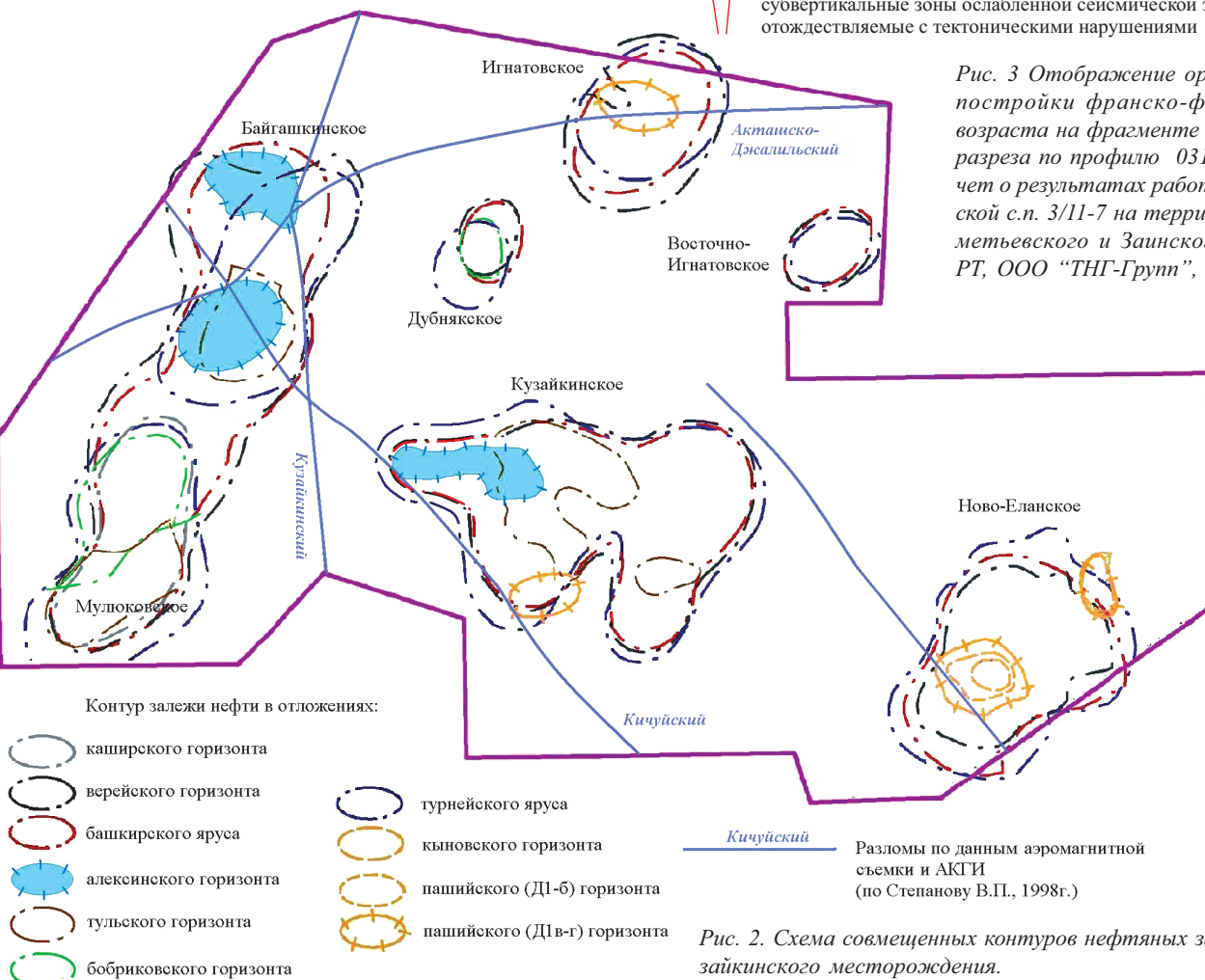


Рис. 3 Отображение органогенной постройки франско-фаменского возраста на фрагменте временного разреза по профилю 03110706 (отчет о результатах работ Кузайкинской с.п. 3/11-7 на территории Альметьевского и Заинского районов РТ, ООО "ТНГ-Групп", 2012г.).

Рис. 2. Схема совмещенных контуров нефтяных залежей Кузайкинского месторождения.

По результатам каротажа также не появилось ясности с объектом. В алексинском горизонте был выделен только маломощный карбонатный пласт с неясным характером насыщения в интервале 1015,8-1017,0 м, имеющий низкий $K_{п}$ (10%), высокий $K_{пл}$ (3,1%) и относительно не высокое УЭС (20,2 Ом·м). В разрезе соседней скважины № 11946 (2013 г.) при более высоком залегании (на 3,6 м) и меньшей толщине (на 0,5 м.) данный пласт имеет низкие коллекторские свойства ($K_{п}=13,4\%, K_{пл}=5,0\%$) и УЭС (10 Ом·м), характерное для водонасыщенных коллекторов. В скважинах №№ 13918, 13914, 13905, 13912, пробуренных в 2008 г., также он выделен, имеет низкие коллекторские свойства ($K_{п}$ от 8,5 до 13,2%, $K_{пл}$ от 1,1 до 7,7%) и неопределенное насыщение (УЭС от 16,3 до 25,3 Ом·м.), в скважине №13916 не выделен вовсе при наличии признаков коллектора. По результатам газового каротажа, проведенного в скв. № 11911 (2008 г.), выдано заключение о наличии нефтенасыщенных пород (глубина –1091 м, Сбит=0,35%, тип битума – СБА, цвет вытяжки – ж.св.коричневый), представленных известняками глинистыми темно-бурыми, приуроченных также к рассматриваемому стратиграфическому диапазону, но по результатам ГИС пласт охарактеризован как неколлектор.

С целью определения литологического состава и петрофизических свойств пород-коллекторов алексинского горизонта при бурении эксплуатационно-оценочной скважины № 13948 отобраны грунты снарядом СКО в количестве 3 образца (2013 г.). К сожалению, пласт С1а11 в разрезе скважины оказался непредставительным из-за нахождения в зоне литологического замещения, сложен низкопористыми ($K_{п.ср.эф}=0,9\%$), низкопроницаемыми ($K_{пр.ср}=0,1 мД$) карбонатными породами (известняками светло-серыми, мелко-кристаллическими, частично до-

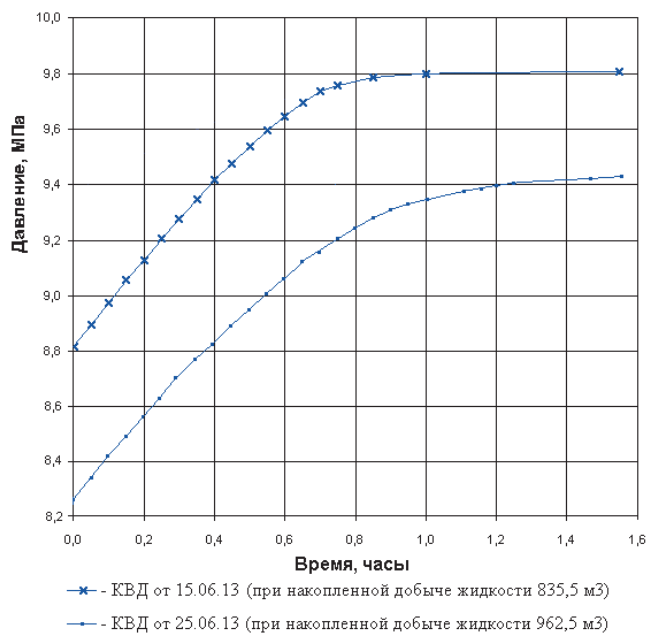


Рис. 5. Совмещенный график КВД, полученных при освоении скв. № 13946.

митизированными, и доломитами серыми, частично известковистыми перекристаллизованными). Учитывая все имеющиеся сведения, было принято решение опробовать данный объект в э/колонне скв. № 13946, которое оказалось успешным. Приток нефти получен сразу после сверлящей перфорации и характер его не изменился.

На рисунке 5 приводятся записи регистрации изменения давления в условиях восстановления (КВД) при освоении пласта С1а11, а также данные об изменении пластового давления по мере увеличения объема отбирае-

мой жидкости. Как видно из данного рисунка, по мере увеличения накопленной добычи жидкости происходит снижение пластового давления, при этом форма кривых КВД остается без изменения, притоки находятся в зависимости от перепада давлений ($P_{пл} - P_{заб}$), $K_{прод}$ остается постоянным, фильтрация жидкости в пласте происходит в соответствии с линейным законом (законом Дарси), определенное значение скин-фактора ($S=0,95$) указывает на отсутствие каких-либо препятствий притоку флюида в скважину.

Учитывая положительные результаты опробования пласта С1а11 в скв. № 13946, следом произведено его опробова-

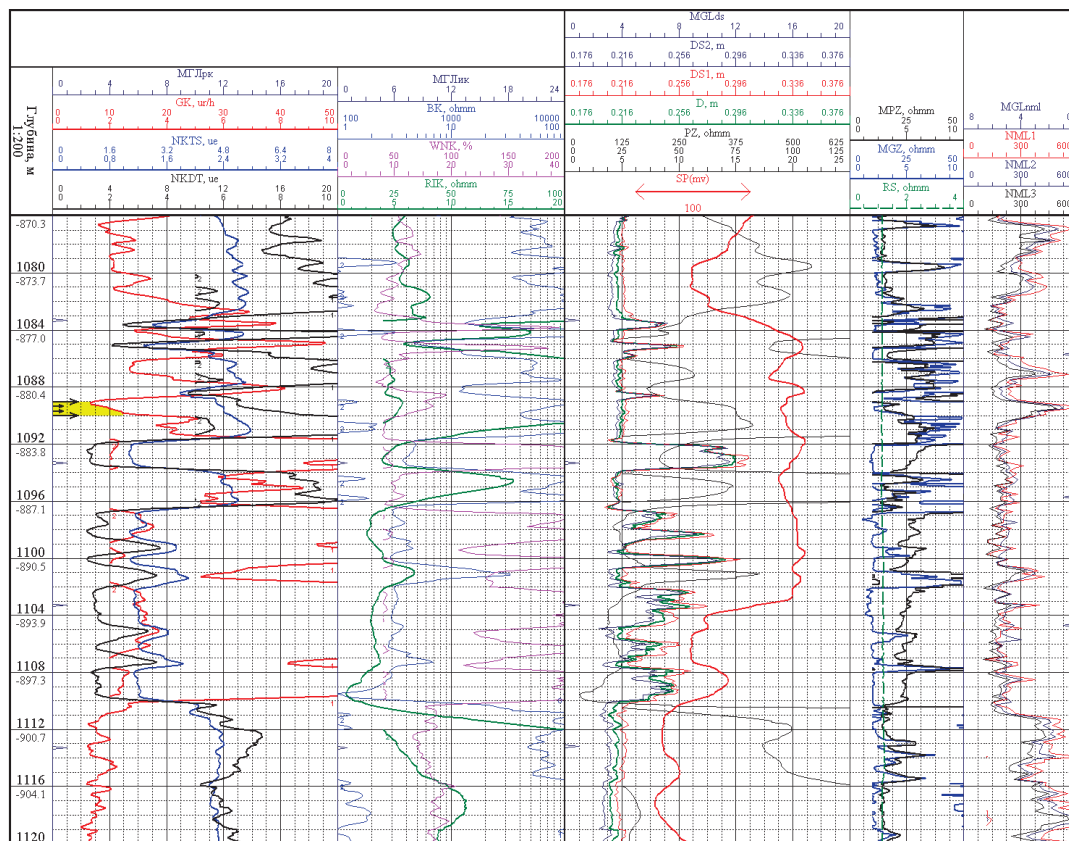


Рис. 4. Диаграммы радиоактивного, электрического, ядерно-магнитного каротажа по скв. № 14042.

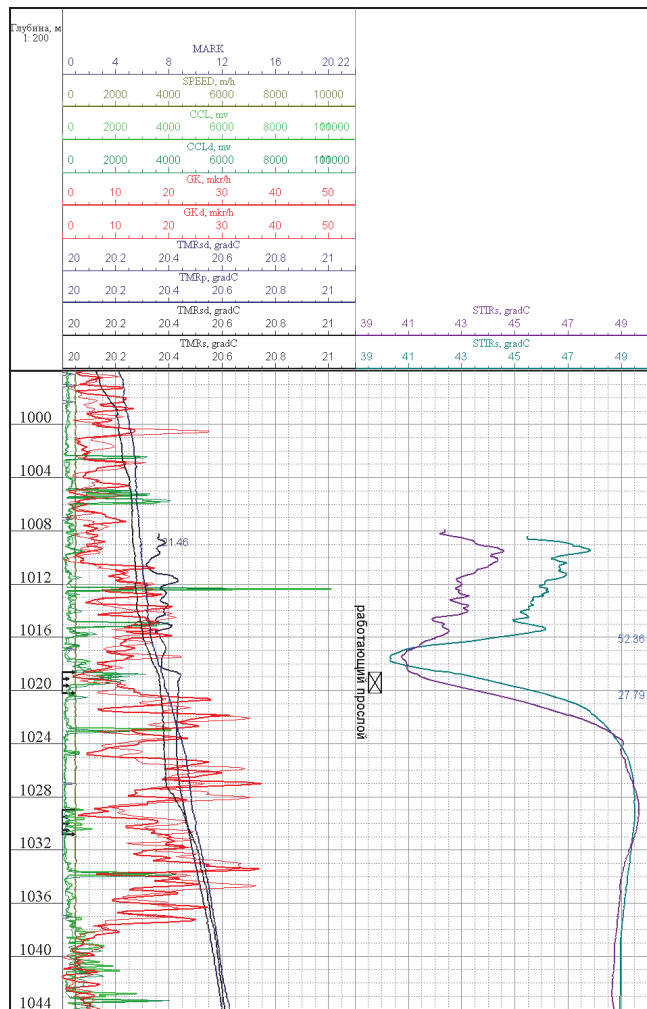


Рис. 6. Диаграмма ГИС на притоке в скв. № 2086.

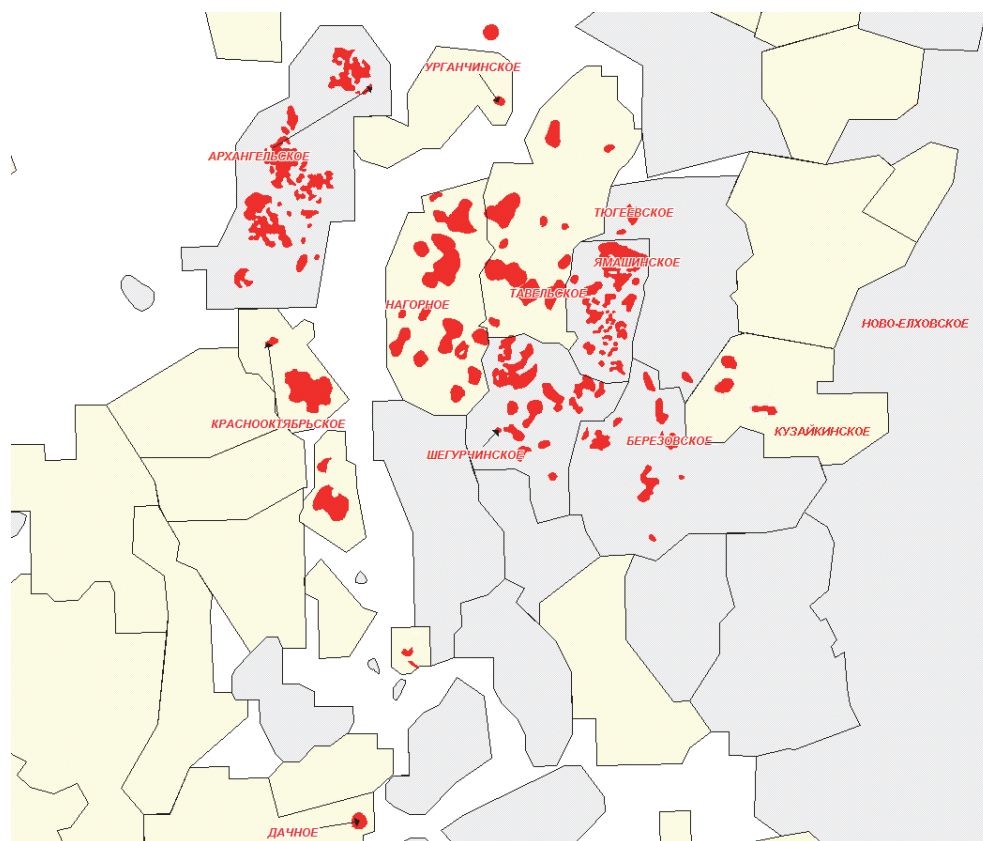


Рис. 7. Обзорная карта залежей алексинского горизонта нижнего карбона.

ние в соседней скважине № 11946 (характеристики пласта приведены выше по тексту). Вызов притока стал возможен после комплексного (закачки ПАКС в сочетании с упруго-волновой обработкой) воздействия на пласт. Характер притока нефти оказался приблизительно сравнимым со скв. № 13946 (6,2 м³/сут. с уровня 20 м).

На Мулюковском поднятии непромышленный приток нефти (0,5 м³/сут с уровня 700 м после соляно-кислотной обработки) из алексинского горизонта был получен еще на этапе освоения разведочной скв. № 2086 (1985г.). Однако данный приток нефти, как выяснилось значительно позже (2013г.), не соответствовал реальным добывным возможностям. На получение достоверной информации о добывных возможностях из алексинского горизонта повлияла техническая неисправность в виде наличия заколонного перетока и поступления в скважину через интервал перфорации «чужой» пластовой воды, что в свою очередь вызвало необходимость проведения ремонтно-изоляционных работ по ликвидации данного осложнения.

Произведенная цементная заливка под давлением позволила ликвидировать заколонный переток, но при этом произошло глубокое проникновение цементного раствора и в пласт, что не могло отрицательно не сказаться на начальном притоке. Ввиду получения непромышленного притока из алексинского горизонта, а также получения низких притоков нефти из других вышележащих горизонтов, опробованных в процессе разведочного бурения, после длительного нахождения скважины в консервации из-за отсутствия обустройства, произведен возврат на нижний основной объект разработки – турнейский ярус (2013 г.).

При переходе на турнейский объект из-за слабого притока появилась необходимость в проведении повторной соляно-кислотной обработки. После кислотного воздействия получен несвойственный для данного объекта приток нефти с дебитом 7м³/сут (с динамического уровня 138 м). В связи с отличием эксплуатационных характеристик скважины № 2086 от других скважин, работающих на аналогичный объект, проведен комплекс геофизических исследований (СТД, ДГД, термометрия, резистивиметрия, манометрия) в динамических условиях через межтрубье (Рис. 6).

По результатам исследований однозначно определено наличие притока жидкости только из алексинского горизонта. Данный факт указывает на восстановление характеристик пласта в призабойной части в результате последней соляно-кислотной обработки. Добытая нефть из вновь открытой

залежи в алексинском горизонте на Мулюковском поднятии свидетельствует о ее промышленной значимости, даже не уступающей по текущим эксплуатационным показателям на данном участке основному объекту разработки – турнейскому ярусу.

Таким образом, в заключение, из опыта геологического изучения и разработки ОАО «Татнефть», ОАО «Татойлгаз» и др. нефтяных компаний, можно сделать следующие выводы:

– выявление нетрадиционных залежей нефти в алексинском горизонте и репере «тульский известняк» в геологических условиях юго-востока Республики Татарстан возможно в зонах развития тектонических нарушений и формирования биогермных сооружений верхне-франского, фаменского возрастов, являющимися корневыми структурами для последующего формирования положительных нефтеносных структур в верхних стратиграфических подразделениях;

– проведение комплекса геолого-промысловых, геолого-технологических, геофизических, гидродинамических исследований, а также целевой отбор керн, грунтов, шлама, испытание, опробование пластов в процессе бурения, пробной эксплуатации скважин и глубокий анализ полученных результатов открывает возможность детального изучения геологического разреза с целью выявления новых, в том числе и нетрадиционных нефтеносных объектов;

– принятие мер по отработке новых подходов, включению дополнительных видов исследований, пересмотру методики проведения исследований, созданию необходимых условий для каротажа, позволит повысить качество интерпретации геофизических материалов, расширить возможности применяемого комплекса ГИС и газового каротажа по выделению невыразительных по эффективной толщине и насыщению пластов, но представляющих промышленную ценность;

– проводя сравнение, в частности, с результатами опробования пласта С1all, полученными на Мулюковско-Байгашкинском и Кузайкинском поднятии, можно констатировать существенное влияние условий первичного и вторичного вскрытия, а также условий обсадки эксплуатационной колонны на технологическую эффективность бурения. Необходимость в создании благоприятных условий для вскрытия имеет особое значение для геологического изучения и разработки нетрадиционных пород-коллекторов.

Авторы статьи надеются, что представленная информация вызовет к себе геолого-промысловый интерес нефтяных компаний, осуществляющих свою лицензионную деятельность на сопредельных территориях, а также в схожих геологических условиях и за их пределами (Рис. 7) (Хисамов, Гатиятуллин, Либерман и др., 2006), и приведет, в конечном итоге, к открытию новых залежей в нетрадиционных породах-коллекторах алексинского горизонта и «тульского репера».

Литература

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.

Геологоразведочные работы в регионах с высокой опосконаванностью недр. Под ред. проф., д.г.-м.н. Р.С. Хисамова. Казань: изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2010.

Детализационные сейсморазведочные работы МОГТ 2Д на Кузайкинском месторождении. *Отчет о результатах работ с.п. 3/11-7 на территории Альметьевского и Заинского районов РТ. ООО «ТНГ-Групп»*. 2012.

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

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Либерман В.Б. и др. Минерально-сырьевая база Республики Татарстана. Казань: изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2006.

R.S. Khisamov, R.V. Davletshin, I.R. Kaniforov, L.S. Kamalov. The study of unconventional reservoirs in tectonically weakened zones on the example of the exploration and development of Kuzaykinsky field of Tatoiigas, JSC

The article presents information on the study of unconventional reservoirs in tectonically weakened zones based on the experience of geological exploration and development of Kuzaykinsky field of Tatoiigas, JSC. The main results of this work are presented, the basic geological and physical characteristics of the formation and physical-chemical properties of oil are given, conclusions and recommendations for the study of non-traditional sections are made.

Keywords: South-Tatar arch, Kuzaykinsky field, Alexinskian horizon, carbonate reservoir, «Tula limestone» benchmark.

Раис Салихович Хисамов

Главный геолог – зам. генерального директора ОАО «Татнефть», д.геол.-мин.н, профессор. Научные интересы: геология, совершенствование разработки системы эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений, гидравлика и механика добычи нефти, интенсификация и повышение нефтеотдачи месторождений.

423450, Республика Татарстан, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75.

Тел.: (88553) 307-117, Факс: (88553) 307-485.

Радик Вилюрикович Давлетшин

Главный геолог ОАО «Татойлгаз»

Тел: (8553) 314-107

Ильмир Рамусович Канифов

Зам.главного геолога ОАО «Татойлгаз»

Тел: (8553) 314-111

Линар Салимович Камалов

Зам.главного геолога по РНМ ОАО «Татойлгаз»,

Тел: (8553) 314-199, 9274593641

423464, РТ, г.Альметьевск, ул.Тухватуллина, 2а.