13. *Klets A.G., Budnikov I.V., Kurygin R.V., Grinenko V.S.* The referens section of the Lover–Upper Permian boundary beds in the Verkchoyansk region and its correlation // Stratigraphy and Geological Correlation. – 2001. – Vol. 9. – Namber 3. – P. 247–262.

14. *Klets A.G., Budnicov I.V., Kutygin R.V., Grinenko V.S.* Permian stratigraphic Units of the Western Verkhoyask Mauntains and Their Correlation // Permophiles. June 1998. – Namber 30. – P. 8.

15. *Кутыгин Р.В., Будников И.В., Клец А.Г. и др.* Опорный разрез дулгалахского и хальпирского горизонтов (татарский ярус) Западного Верхоянья // Тихоокеанская геология. – 2003. – № 6. – С. 82–97.

16. *Гриненко В.С.* Каменноугольная система // Государственная геологическая карта РФ. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Верхояно-Колымская. Лист Q–52 – Верхоянские цепи. Объяснительная записка. – СПб.: Изд-во Санкт-Петербургской картфабрики ВСЕГЕИ, 2008. – С. 9–26.

17. *Гриненко В.С.* Пермская система // Государственная геологическая карта РФ. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Верхояно-Колымская. Лист Q–52 – Верхоянские цепи. Объяснительная записка. – СПб.: Изд-во Санкт-Петербургской картфабрики ВСЕГЕИ, 2008. – С. 26–35.

18. *Соболев Е.С., Будников И.В., Клец А.Г., Гриненко В.С.* Позднебашкирские аммоноидеи и наутилоидеи Западного Верхоянья // Палеонтологический журнал. – 1998. – № 5. – С.13–25.

19. *Ян-Жин-Шин В.А., Урзов А.С., Гриненко В.С. и др.* Новый этап картографирования территории Якутии // Отечественная геология. – 1994. – №8. – С. 25–27.

20. *Sobolev E.S., Klets A.G., Grinenko V.S., Budnikov I.V.* Late Bachkirian ammonoids and nautiloids from the Western Verkhoyansk region // Paleontological Journal. – 1998. – Vol. 32, Namber 5. – P. 447–460.

21. *Прокопьев А.В.* Тектоника // Государственная геологическая карта РФ. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Верхояно-Колымская. Лист Q–52 – Верхоянские цепи. Объяснительная записка. – СПб.: Изд-во Санкт-Петербургской картфабрики ВСЕГЕИ, 2008а. – С. 139–165.

22. *Гриненко В.С., Мишнин В.М.* Эчийский рудный район Западного Верхоянья (телескопированный характер, промышленные масштабы и суперпозиция оруденения // Рудогенез и металлогения Востока Азии: материалы совещания, посвященного 100-летию д.г.-м.н., лауреата Государственной премии Б.Л. Флерова. – Якутск: Изд-во ЯГУ, 2006. – С. 51–54.

23. *Гриненко В.С., Стогний Г.А.* О глубинном строении Куранахского антиклинория (Западное Верхоянье) // Надвиги и шарьяжи платформенных и складчатых областей Сибири и Дальнего Востока и их металлогеническое значение. – Иркутск: Изд-во ИЗК СО РАН, 1992. – С. 99–101.

24. *Grinenko V.S., Stogny G.A.* Tectonic layering of the Central Verkhoyansk Foldbelt (East Siberia) // 30-th International Geological Congress. Vol. 2 of 3. Beijing, China, 1996. – P. 339.

25. *Гриненко В.С., Стогний Г.А.* Эчийский гранито-гнейсовый купол – рудоконтролирующая структура Западного Верхоянья // Геофизические исследования при разведке недр и экологических исследованиях: материалы Всероссийской науч.-техн. конф. Вып. 2. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2003. – С. 205–207.

26. *Гриненко В.С., Стогний Г.А.* Роль фактора ремобилизации докембрийского субстрата в формировании рудоносных объектов Западного Верхоянья (Восточная Якутия) // Вестник Госкомгеологии: материалы по геологии и полезным ископаемым Республики Саха (Якутия). – Якутск: Якутское издательство СО РАН, 2004. – № 1(6) . – С. 50–57.

27. *Хренов П.М.* Негеосинклинальные вулканоплутонические пояса континентального массива Восточной Сибири. – М.: Наука, 1981. – 221 с.

Поступила в редакцию 11.12.2014

УДК 553.981:551.762 (571.56–15)

К проблеме релаксации юрской залежи Мастахского ГКМ

В.Б. Черненко, А.И. Сивцев*

ОАО «Сахатранснефтегаз», г. Якутск
**Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск*

Проводится анализ разработки юрской залежи Мастахского газоконденсатного месторождения, находящегося в Хапчагайском мегавале Вилюйской синеклизы. Коэффициент газоотдачи после прекращения разработки залежи J_1-I составил 34% от запасов газа, утвержденных в ГКЗ СССР. Сделан вывод, что низкий коэффициент газоотдачи обусловлен неравномерными и интенсивными отборами

ЧЕРНЕНКО Вадим Борисович – зам. начальника, cherne.vadim@yandex.ru; *СИВЦЕВ Алексей Иванович – к.г.-м.н., с.н.с., maraday@yandex.ru.

газа из залежи, которые привели к подтягиванию конусов воды к эксплуатационным скважинам и их преждевременному обводнению. Приведены единичные результаты замеров пластового давления по наблюдательным скважинам с 2003 по 2013 г. Установлена ощутимая динамика релаксации пластового давления (до 0,12 МПа в год). Рассмотрены различные причины наблюдаемого восстановления пластового давления. В качестве наиболее вероятных причин рассматриваются перераспределение защемленных объемов газа, техногенные перетоки и дегазация подошвенных вод. Рекомендовано проведение газоконденсатных исследований в залежи с целью выявления изменения состава газа для зафиксирования возможных межпластовых перетоков газа. Приведена динамика пластовой температуры, которая также имеет тенденцию к ощутимому увеличению (до 4° С). Отмечена необходимость внесения корректив в режимы разработки газоконденсатных месторождений Хапчагайского мегавала.

Ключевые слова: залежь, анализ разработки, пластовые давления, защемленные объемы газа, техногенные перетоки, дегазация.

An analysis of the development of the Jurassic deposit of Mastakh gas-condensate field of the Hapchagay megalithic bank of the Viluy syneclise is done. The gas recovery factor after the termination of development of the reservoir J1-I amounted 34% of the gas resources approved in the State Reserves Committee of the USSR. It is concluded that the low recovery factor is brought about by uneven and intensive selection of gas from the reservoir which led to drawing cones of water to the production wells and their premature watering. Some isolated results of measurements of the reservoir pressure from observation wells for the period since 2003 to 2013 year are given. It is established a measurable dynamics of the formation pressure relaxation (up to 0.12 MPa/year). A variety of different reasons of the observed recovery of formation pressure are discussed. As the most probable reasons a redistribution of trapped gas volumes, technogenic cross-flows and degassing of bottom waters are considered. It is recommended to undertake a study of the gas-condensate deposit in order to reveal a gas composition change for fixing probable gas cross-flows between beds. The dynamics of formation temperature is given, that also have a trend to appreciable increase (up to 4°C). The necessity of making corrections in the regimes of development of the gas-condensate fields of Hapchagaysky megaswell is marked.

Key words: deposit, analysis of the development, reservoir pressure, trapped gas volumes, technogenic cross-flows, degassing.

Мастахское газоконденсатное месторождение (ГКМ) до 1986 г. являлось базовым объектом в снабжении сырьем энергетического узла центральной части Якутии, включая г. Якутск. В последнее время (1995–2012 гг.) Мастахское ГКМ эксплуатировалось только тремя скважинами по горизонтам T_1-IVб и P_2-I для нивелирования пиковых объемов добычи из Средневилюйского ГКМ в зимнее время.

Месторождение расположено в центральной части Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы Сибирской платформы. Структура имеет субширотное простирание и относится к восточной части Средневилюйско-Мастахского вала. Размеры Мастахской структуры – 41×14 км с амплитудой 270–300 м. Структура в целом характеризуется совпадением структурных планов по всем основным продуктивным горизонтам [1].

Промышленные залежи газа приурочены к мезозойским и верхнепермским отложениям, где выявлено и в разной степени разведано 9 промышленных залежей. Из них в промышленную эксплуатацию были введены 5 залежей: P_2-I, T_1-IVa, T_1-X (восток), T_1-X (запад) и J_1-I. Основной по запасам и соответственно основным объектом разработки являлась залежь J_1-I.

Впервые запасы газа по нижнеюрской залежи в объеме 20165 млн.м^3 по категории C_1 и 2962 млн.м^3 по категории C_2 были поставлены на государственный баланс в 1971 г. В 1973 г. на основании проектного документа «Проект опытно-промышленной эксплуатации» ВНИПИГаздобыча введена в промышленную эксплуатацию юрская газовая залежь в пределах опущенного блока западного и восточных куполов. Модель залежи была принята единой, пластовой водоплавающей. Продуктивный горизонт условно разделен на три пласта, сверху вниз: J_1-I_1, J_1-I_2, J_1-II. Характерной особенностью продуктивного горизонта J_1-I является улучшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) сверху – вниз (средняя пористость J_1-I_1 – 0,182, J_1-I_2 – 0,212, J_1-II – 0,231). Начальное пластовое давление юрской залежи 17,55 МПа, температура – 41°С. Отметка газоводяного контакта была принята на абсолютном уровне –1681,5 м.

Максимальный действующий фонд эксплуатационных скважин был достигнут в 1980–1984 гг. и составлял 15 единиц. Максимальный фонд скважин из 5 единиц достигнут в 1980 г. на западном куполе и из 11 единиц в 1984 г. на восточном. В последующие годы действующий

фонд снижался по причине обводнения скважин. Залежь эксплуатировалась при водонапорном режиме. Средний дебит скважин в начале эксплуатации составлял 386 тыс.м^3/сут, к концу снизился до 130 тыс.м^3/сут. Максимальный уровень добычи газа был достигнут в 1980 г. и составил 658,5 млн.м^3 газа в год. По мере выработки запасов пластовое давление снизилось на 42% и достигло 10,3 МПа.

Разработка залежи прекращена в 1994 г. на восточном куполе и 1995 г. на западном вследствие обводнения скважин. Всего по залежи отобрано 6911 млн. м^3 газа, включая потери 134 млн. м^3, что составляет 34% от утвержденных ГКЗ СССР запасов. Надо заметить, начальные запасы Мастахского месторождения пересматривались много раз, в том числе и по залежи продуктивного горизонта J_1-I. Изменение оценки начальных запасов газа по залежам приведено в табл. 1 [2].

Разработка юрской залежи производилась 22 скважинами, вводимыми в разработку разновременно. Бурение и ввод скважин в эксплуатацию продолжались до 1986 г. Основные показатели разработки представлены на рис. 1–2.

На рис. 2 зависимость p(t)/z[p(t)] от $Q_{нак}$ для расчетного газового дана для начального запаса в объеме 10850 млн.м^3 и описывается уравнением регрессии пластового давления y = –0,002×x+ +21,325. Кривая фактического падения пластового давления имеет прямолинейный характер и свидетельствует о более существенном объеме дренирования пластового газа, нежели принятый запас по методу падения давления. Уравнение регрессии фактического пластового давления при линейном тренде имеет вид y = –0,0011×21,139 с коэффициентом достоверности 0,9903. Согласно этому уравнению, кривая фактического падения давления пересечет ось абсциссы на отметке 19386 млн.м^3. Другими словами, запасы газа по нижнеюрской залежи, принятые в объеме 20165 млн.м^3, вполне укладываются в темпы фактического падения пластового давления, если бы залежь J_1-I работала в газовом режиме.

Как показывают фактические данные по разработке, отбор газа из пласта производился крайне неравномерно. Об этом свидетельствуют нижеследующие факты. Самое высокое пластовое давление было замерено в 1973 г. на восточном куполе в скв. 26 – 17,67 МПа. К концу эксплуатации скважины оно снизилось до 10,7 МПа, при этом добыто 1554 млн. м^3 газа, что составляет 33% общего отбора на восточном куполе. Начальное пластовое давление на западном куполе было замерено в 1974 г. в скв. 1 – 17,31 МПа. К концу эксплуатации скважины давление в ней снизилось до 11,83 МПа (т.е. на 32%), а добыто газа 1297 млн. м^3, что составляет 61% от общего отбора на западном куполе.

Таблица 1

Оценки начальных запасов газа по горизонту J_1-I, млн. м^3

Горизонт	Запасы, утвержденные ГКЗ СССР, A+B+C$_1$, 1971	Запасы, утвержденные ЦКЗ Газпром, A+B+C$_1$	Запасы, оцененные по методу МПД	ГКЗ РФ, 2004
J_1-I	20165	15647	10850	13283
Добыто	6911	6911	6911	6911
Остаток	13254	8736	3939	6372
%	34,2	44,1	63,7	52,0

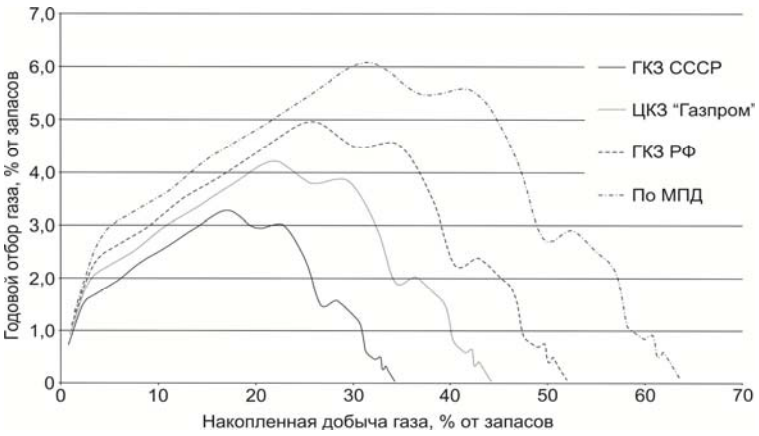

Рис.1. Связь накопленной добычи и годовых отборов газа по залежи J_1-I в процентах от начальных запасов, оцененных в разное время

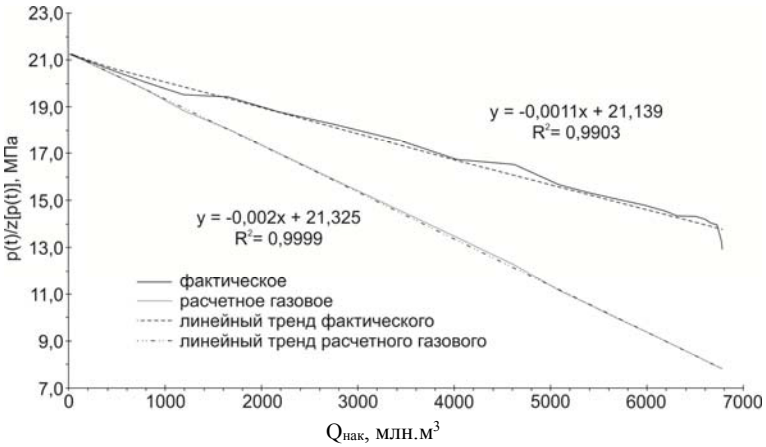

Рис.2. Зависимость p(t)/z[p(t)] от $Q_{нак}$ фактическое и расчетное газовое для залежи J_1-I

Между тем с 2003 г. геологической службой ОАО «ЯТЭК» (до 2010 г. ГПУ ОАО «Якутгазпром») проводились наблюдения за изменением пластового давления нижнеюрской залежи в наблюдательных скважинах восточного купола скв. 55 и 77 и западного купола скв. 62 и 24. Наблюдения проводились поверенными современными электронными термоманометрами АМТ-06 и АМТ-08 производства фирмы «Грант» г. Уфа, т.е. данные по изменению пластового давления не подлежат сомнению. Некоторые скачки по изменению пластового давления в скважинах могут быть объяснены проведением технических работ в скважинах, например, доливом метанола и др.

На основе сопоставления результатов измерений пластового давления показана динамика восстановления давления по нижнеюрской залежи (табл. 2).

Наблюдаемое относительно интенсивное восстановление пластового давления в залежи J_1-I, теоретически может быть обусловлено следующими факторами:

– перераспределением газа в пласте из защемленных объемов;

– энергией гидродинамической среды;

– притоком газов из нижних частей разреза естественным и техногенным путями;

– переходом в свободную фазу газов, растворенных в подошвенной воде.

Таблица 2

Динамика восстановления пластового давления залежи J_1-I, II

Залежь единая, пластового типа водоплавающая. Продуктивный пласт (ранее J-I) разделен на три пласта (J_1-I_1, J_1-I_2, J_1-II) Начальное пластовое давление юрской залежи 17,55 МПа. $T_{пл}$=41^{0}С. Принятая отметка ГВК 1681,5 м.			
Разрабатывалась в 1973–1995 гг. разновременно вводившимися 22 скважинами. Отбор газа 6911 млн.м^3 или 34% от запасов ГКЗ (1971 г.) – 20165 млрд.м^3 или 52% от запасов газа ГКЗ (2004 г.) – 13283 млрд. м^3			
Восточный купол		Западный купол	
Скв. 55	Скв. 77	Скв. 62	Скв. 24
Введена в экспл. в 1977 г., средний дебит 350–420 тыс.м^3/ сут. Работала в 1977–1984 гг. Обводнена в 1984 г.	Пробурена в 1984 г. Низкодебитная, 5 тыс.м^3/сут	Введена в эксплуатацию в 1983 г., средний дебит 25 тыс.м^3. Работала в 1983–1984 гг.	Введена в эксплуатацию в 1975–1988 гг., средний дебит с 1975–1981 гг. – 100 тыс.м^3/сут, после 1981 г. – 40 тыс.м^3/сут
Накопленный отбор за период 1977–1994 гг. – 728,828 млн.м^3		Накопленный отбор за период 1983–1984 гг. – 3,973 млн.м^3	Накопленный отбор за период 1975–1988 гг. – 75,637 млн.м^3
Давление пластовое, текущее по годам			
16,86 МПа 1977 г.		15,49 МПа 1983 г.	16,78 МПа 1975 г.
12,45 МПа 1991 г.		12,17 МПа 1990 г.	13,18 МПа 1986 г.
13,97 МПа 2003 г.		12,76 МПа 2003 г.	13,46 МПа 2003 г.
14,52 Мпа 2006 г.	13,94 МПа 2006 г.	13,42 МПа 2006 г.	
14,6 МПа 2008 г.	14,16 МПа 2008 г.	13,45 МПа 2007 г.	
	14,32 МПа (1784 м) 16,81 МПа (1812м) 2012 г.	13,65 МПа 2012 г.	13,92 МПа 2012 г.
		Среднее давление в 2012 г. 13,78 МПа	
		13,77 МПа 2013 г.	14,1 МПа 2013 г.
Среднее давление в 2012 г. 14,46 МПа		Среднее давление в 2013 г. 13,84 МПа	
Среднее давление в 2012 г. 14,12 МПа			
Темп восстановления давления за период 1 год			
0,125 МПа	0,067 МПа	0,105 МПа	0,052 МПа
Время в годах восстановления давления до $P_{пл.нач}$ – 17,55 МПа			
23,5	47,7	36,9	68,5
Расчетное время восстановления давления в залежи до начального (17,55 МПа) 44 года			

Перераспределение газа в пласте из защемленных объемов является наиболее вероятной причиной восстановления давления. Эксплуатация скважин велась при больших депрессиях 1,4–6,6 МПа и максимальных дебитах, что, вероятно, обусловило неравномерное стягивание ГВК, образование пластовых языков и воронок воды и, соответственно, резкое обводнение скважин. Предпринятые меры по изоляции пластовых вод по отдельным скважинам желаемого эффекта не дали. Дополнительным аргументом в пользу подтягивания воронок воды к эксплуатационным скважинам являются улучшенные ФЕС в нижних частях продуктивного горизонта J_1-I (средняя пористость J_1-I_1 – 0,182, J_1-I_2 – 0,212, J_1-II – 0,231).

При этом особенностью разработки месторождений Хапчагайского мегавала является неравномерный по времени объем добычи. Так как преобладающая часть газового сырья используется для получения тепловой энергии в холодное время года, которое длится 8 месяцев, темпы отбора из скважин в зимнее время увеличиваются в разы, особенно в ноябре–феврале.

Энергия гидродинамической среды. В нижнеюрском-среднетриасовом водоносном комплексе пластовые давления примерно соответствуют условным гидростатическим давлениям.

По данным Л.А. Грубова [3], горизонтальные градиенты напоров подземных вод нижнеюрского-среднетриасового комплекса составляют всего 0,0002, т.е. на два–три порядка меньше вертикальных градиентов напоров. Это предопределяет практически застойный режим вод в рассматриваемом гидрогеологическом комплексе.

Застойность подземных вод Вилюйской синеклизы во многом предопределена повсеместным распространением зоны многолетнемерзлых пород толщиной 500–600 м, которые надежно изолируют гидрогеологические комплексы от областей питания.

Приток газов из нижних частей разреза. Приток газов с нижних горизонтов по естественным каналам за короткий промежуток времени (в геологическом понимании) маловероятен. Разный уровень ГВК в приподнятом и опущенном блоках свидетельствует об устоявшемся газогидродинамическом режиме в геологическом времени.

Техногенные притоки нельзя исключать. Залежь J_1-I Мастахского ГКМ, пожалуй, является самой разбуренной на территории Хапчагайского мегавала. Недостаточно высокое качество цементирования колонн скважин может обусловить межпластовые перетоки по затрубному пространству. Свидетельства межпластовых перетоков углеводородных флюидов по затрубному пространству известны во многих выработанных или имеющих долгий срок эксплуатации месторождениях, вплоть до формирования самостоятельных объектов разработки [4–6].

Здесь можно предположить, что опыт строительства скважин в стадии поиска и разведки Мастахского ГКМ в относительно новых геологических и термобарических условиях был невысоким, что, несомненно, обуславливало соответствующее качество цементирования. Дополнительно к этому, исследованиями Н.В. Черского было показано [7], что даже при удовлетворительном качестве цементирования скважин разрушение цементного камня может происходить в результате эффекта дросселирования газа при значительном увеличении его отбора или переходе на свободное фонтанирование.

Свидетельства межпластовых перетоков газа могут быть установлены по изменению химического состава газа. В табл. 3 приведены составы газов юрских, триасовых и пермских залежей. Как видно, состав юрских газов существенно различается от состава газов нижезалегающих горизонтов, особенно по пропану и бутану.

Таблица 3

Состав пластовых газов Мастахского ГКМ

Мастахское ГКМ	Юрская залежь, гр/м^3 пластового газа		Залежь T_1-IV, гр/м^3 пластового газа	Пермская залежь, гр/м^3 пластового газа
	Скв. 107, 1989 г.	Скв. 76, 1990 г.	Скв. 65, 1995 г.	Скв. 11, 1993 г.
Метан	96,61	96,24	93,14	88,72
Этан	2,54	2,36	4,49	5,76
Пропан	0,32	0,40	1,2	2,3
Изобутан	0,13	0,14	0,21	0,38
Бутан	0,06	0,18	0,24	0,66
С5+ высшие	0,07	0,16	0,39	1,46
Углекислый газ	0,10	0,32	0,13	0,2
Азот	0,17	0,2	0,19	0,51
Гелий	–	–	0,01	0,01

При наличии существенных перетоков газа в юрскую залежь из нижних частей разреза в период с 1990–2013 гг. состав юрского газа должен был измениться, особенно по увеличению содержания пропана, бутана, С5+высшие и азота (в таблице выделены серой заливкой).

Геологической службе ОАО «ЯТЭК» рекомендуется проводить газоконденсатные исследования с целью выявления изменения состава газа для более полного ретроспективного анализа разработки залежи J_1-I.

Переход в свободную фазу газов растворенных в подошвенной воде. Как известно, воды в подошвенной части сильно насыщены растворенными газами. Общая растворенная газонасыщенность составляет 2500–2700 см^3/л. В составе растворенного газа преобладает метан – до 95%. Количество тяжелых УВ составляет от 0,6 до 1,5%, азота – от 2,6 до 3,0%, углекислого газа – от 0,3 до 1,5%.

Нужно заметить, нижнеюрский продуктивный горизонт приурочен к кызылсырской свите, представленной песчаниками светло-серыми с зеленоватым оттенком, мелко-, средне- и крупнозернистыми, местами известковистыми с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Вверх по разрезу наблюдаются постепенная смена средне- и крупнозернистых песчаников мелкозернистыми и увеличение количества и толщины алевролитовых и глинистых пластов. Толщина кысылсырской свиты в пределах Мастахского месторождения изменяется от 183 до 244 м.

Попытаемся оценить объем газа, выделившегося из водонасыщенной части при падении давления с 179 кгс/см^2 до 124,2 кгс/см^2. Толщину задействованной водонасыщенной части условно возьмем равной высоте залежи, т.е. –1681,5– (–1626) ≈ 56 м. Толщина кызылсыр-

ской свиты и особенности ее литологического состава позволяют поровое пространство под зеркалом ГВК считать изотропным коллектором до глубин намного ниже – 1737,5 м. Тогда объем водонасыщенной части залежи J_1-I, ограниченный между –1681,5 м и –1737,5 м, составит 5267155700 м^3 (подсчитано при помощи программного обеспечения Surfer 8). По прямой экстраполяции при падении пластового давления с 179 кгс/см^2 до 124,2 кгс/см^2 общая газонасыщенность пластовых вод снизится до 1700 см^3/л, т.е каждый водонасыщенный литр порового пространства потенциально выделил 1 л свободного газа. Среднюю пористость водонасыщенной части залежи J_1-I примем равной 0,2, а среднюю водонасыщенность – 0,8. Тогда из-за падения пластового давления в результате промышленной эксплуатации водонасыщенная часть залежи потенциально могла выделить 5267155700×0,2×0,8 = 842744912 м^3 газа (12% от добытого количества). Таким образом, самые упрощенные расчеты показывают, что объемы потенциально выделившихся из пластовой воды газов могут оказаться весьма существенным фактором релаксации пластового давления залежи J_1-I.

Интересным также является наблюдаемое повышение пластовой температуры во времени. Так, в отчете «Подсчет запасов газа и конденсата по Мастахскому ГКМ» (1971) пластовая температура на середину горизонта J_1-I (глубина в абс. отм. – 1662 м) была принята 38^{o}С. В отчете «Пересчет запасов газа и конденсата по Мастахскому ГКМ» (2004) значение пластовой температуры было уточнено –39^{o}С. В 2007 г. были проведены замеры пластовой температуры в скв. 51 (42,8^{o}С) и скв. 66 (44,2^{o}С). В 2008 г. были проведены замеры пластовой температуры в скв.66 (43,7^{o}С) и скв. 68 (40^{o}С). В мае 2012 г. по нашей инициативе были произведены замеры пластовых температур в скважинах – 24 (40,4^{o}С), 62 (39,9^{o}С) и 77 (42,7^{o}С). Температура за обозреваемый период увеличилась на 4–5^{o}С. На наш взгляд, это невозможно объяснить наблюдающейся на данном этапе деградацией криолитозоны – сотрудниками Института мерзлотоведения СО РАН установлен факт сокращения толщины криолитозоны со скоростью 1,8 см/год, влиянием которого в течение 40–50 лет можно пренебречь. По всей видимости, наблюдаемое повышение температуры залежи связано с процессами перетока флюидов между пластами.

Заключение

Проведенные исследования позволяют предположить, что через 40–45 лет пластовое давление в юрской залежи Мастахского ГКМ будет полностью восстановлено. Но будет ли залежь содержать газ в количестве, которое обеспечит рентабельность добычи, большой вопрос. Вместе с тем, опыт разработки залежей Мастахского ГКМ подтверждает необходимость внесения определенных корректив в режимы разработки месторождений Хапчагайского мегавала.

Литература

1. *Сафронов А.Ф.* Геология нефти и газа. – Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2000. – 166 с.

2. *Сивцев А.И.* Причины низкой эффективности разработки Толон-Мастахского ГКМ // Электронное издание «Нефтегазовое дело». http: // www.ogbus.ru/ authors/Sivtzev/Sivtzev_1.pdf с.20.

3. *Грубов Л.А.* Сравнительная оценка гидродинамических условий различных районов Якутского артезианского бассейна в связи с нефтегазоносностью. Гидрогеологические исследования в нефтегазоносных районах. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1971.

4. *Ларичев В.В., Попков В.И.* Геоэкологические проблемы освоения нефтяных и газоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины // Южнороссийский вестник геологии, географии и глобальной энергии. НТЖ № 3. – Астрахань: Издат. дом «Астраханский университет», 2005. – С. 228 – 236.

5. *Севастьянов О.М., Захарова Е.Е., Багманова С.В.* Методические и практические аспекты изучения газовых залежей переточного происхождения // Достижения, проблемы, перспективы. – Оренбург: ИПК «Газпромпечать» ООО «Оренбурггазпромсервис», 2002. – С. 78 – 82.

6. *Ситников В.С.* Необычные скопления нефти и газа, прогноз и методика их поисков в условиях Крайнего Севера // Комплексирование геолого-геофизических методов при обосновании нефтегазопоисковых объектов на Сибирской платформе (в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009. – 318 с.; вкл. с. 147–152.

7. *Черский Н.В.* Конструкция газовых скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 284 с.

Поступила в редакцию 20.12.2014