

© Ю.Ф. Макогон, Р.Ю. Омельченко, 2012

*Газогидратный центр Техасского А-М Университета*

## **МЕССОЯХА – ГАЗОГИДРАТНАЯ ЗАЛЕЖЬ, РОЛЬ И ЗНАЧЕНИЕ**

*Описаны геология и технологии эксплуатации Мессояхского газогидратного месторождения. Опыт его разработки показывает: газогидратные залежи (ГГЗ) следует активно вводить в разработку; каждая ГГЗ требует “персональной” технологии разработки; необходимо глубоко, на молекулярном уровне изучать свойства гидратонасыщенных пород и флюида, который в них содержится; необходимы принципиально новые технологии разработки ГГЗ и транспорта гидратного газа.*

**Вступление.** Исполнилось 47 лет со дня опубликования в журнале «Газовая Промышленность» № 5, 1965 г. статьи “Образование гидратов в газоносном пласте...” [5] и 43 года со дня ввода в промышленную разработку Мессояхской газогидратной залежи (ГГЗ). Потенциальные мировые ресурсы газа в гидратном состоянии оцениваются величиной  $1,5 \cdot 10^{16}$  м<sup>3</sup>. За прошедшие годы выявлено более 230 ГГЗ, накоплен определенный материал тестовых испытаний различных технологий освоения ГГЗ. Однако, Мессояхское месторождение остается единственным, где накоплен серьезный опыт промышленной разработки ГГЗ. Можно подвести некоторые итоги развития проблемы природных гидратов газа.

Гипотеза о существовании природных газогидратов выдвигалась трижды. Первое предположение о возможности существования газогидратных залежей высказал в 1943 г. Дональд Катц, профессор Мичиганского Университета, США при освоении северных нефтегазовых районов Канады, однако доказать ему это не удалось [12]. Вторично предположение о возможности существования скоплений газогидратов в районах многолетней мерзлоты высказал профессор Стрижев в 1946 г. [18]. Он же подверг сомнению целесообразность их разработки. В результате никаких исследований условий образования и разработки ГГЗ в мире не проводилось.

В 50-х годах прошлого столетия активно развивалась газовая промышленность в СССР. Одной из важнейших проблем, осложняющих системы добычи и транспорта газа, были газогидраты. Требовались глубокие исследования условий их образования и предупреждения. В 1962 г. была защищена первая диссертация по гидратам, а в 1963 г. в северо-западном районе Якутии, на реке Марха, при вскрытии газогидратного пласта буровой разведочной скважиной с глубины 1830 м, где температура пород не превышала 3,8 °С, появился мощный открытый фонтан газа, который постепенно заглох, оставив множество вопросов и уникальное фото (см. фото на с. 6).

Анализ данных, полученных при бурении данной скважины, и знание свойств газогидратов позволили предположить, что на этих глубинах при таких давлениях и температурах газ находится в гидратном состоянии. Данное предположение редакция журнала «Газовая Промышленность» помес-



Открытый фонтан на Мархинской скважине, Якутия ( $H = 42$  м;  $T = -57$  °С). Фото Ю.Ф. Макогона, 1963 г.

тила под рубрикой «В порядке обсуждения» [5]. Требовались конкретные доказательства возможности образования гидратов в пористых средах и формирования ГГЗ.

В 1965-66 гг. был выполнен комплекс экспериментальных исследований условий образования и разложения гидратов в пористых средах, включая реальные керны. Полученные результаты подтвердили возможность накопления ГГЗ [6]. Результаты были доложены на союзной научной конференции молодых ученых-нефтяников (Москва, апрель, 1965) и удостоены первой премии, а после международной

экспертизы были зарегистрированы в Госреестре СССР как научное открытие № 75 (24 декабря, 1969 г.).

Интенсивность исследований любой проблемы определяется ее актуальностью. Если за период чисто академических исследований гидратов (1778-1934) опубликовано 48 работ, за период технологических исследований (1934-1965) – 143 работы, то после доказательства существования природных газогидратов – более 12 тысяч. Первой выявленной газогидратной залежью следует считать Мархинскую (1963), а не Мессояхскую. Однако, значение Мессояхской ГГЗ в том, что она первой была введена в промышленную разработку, создав мощный стимул для развития исследований природных газогидратов в мире.

Мессояхское месторождение, выявленное в 1967 г., расположено в Заполярье, на восточной границе Западной Сибири. В короткий срок месторождение было разбурено, обустроено и в декабре 1969 г. введено в опытно-промышленную разработку. Месторождение было обустроено без учета наличия гидратов в пласте, но с учетом наличия толщи мерзлых пород. О гидратах буровики еще не знали. Комплексные геофизические и термодинамические исследования, выполненные в скважинах сотрудниками Норильскгазпрома (Безносиков, Беньяминович, Богатыренко, Сапир, Храменков, Шешуков 1969-1975) показали, что в верхах залежи часть газа находится в виде гидрата, а нижележащая, подстилающая часть залежи содержит газ в свободном состоянии. Литологическая непроницаемая граница между газогидратной и газовой залежами отсутствует. Границей раздела является динамичная поверхность фазового равновесия газ–вода–гидрат, соответствующая температуре около 10 °С [7, 8]. На рис. 1 приведен разрез залежей. На фоне гигантов – Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего – Мессояхское

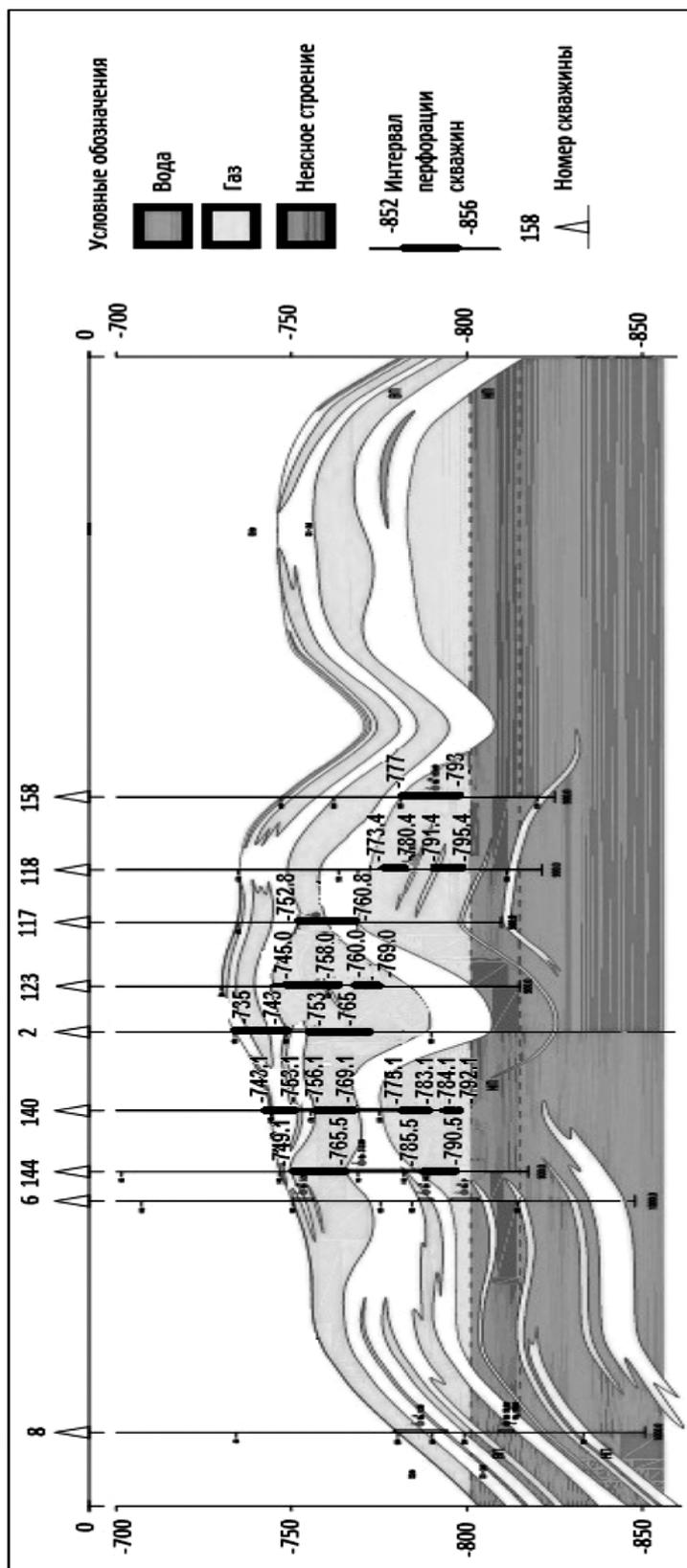


Рис.1. Геологический разрез Мессояхского месторождения

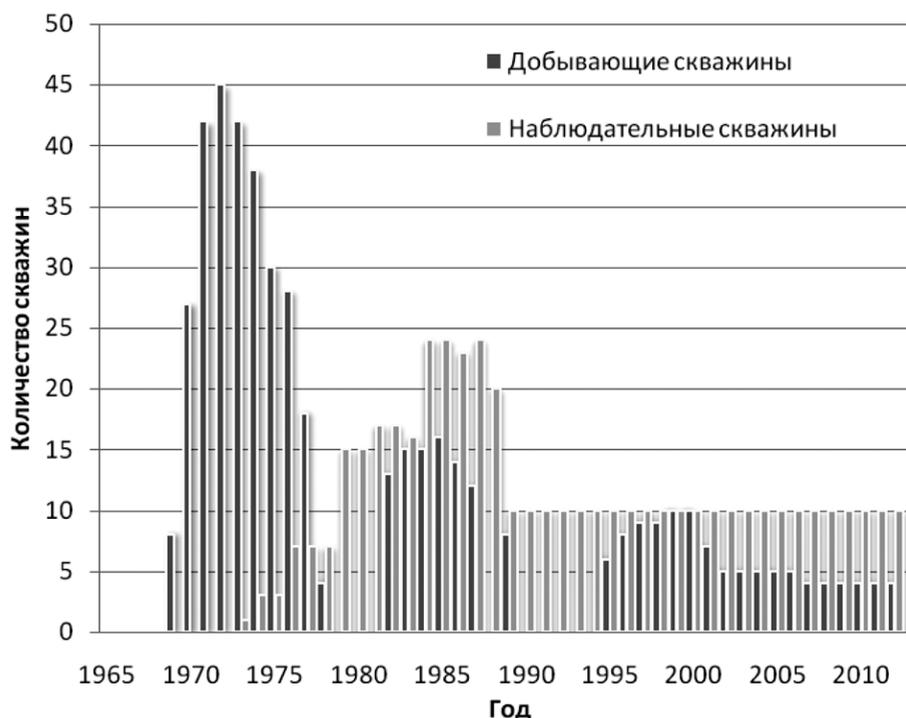


Рис. 2. Динамика использования фонда скважин

месторождение, с утвержденными ГКЗ запасами около 24 млрд м<sup>3</sup>, было карликом. Однако именно оно сыграло роль катализатора в развитии исследований природных газогидратов в мире.

В районе скв. 118, под тонким куполом могла остаться не отжатая в процессе разложения гидратов нефть. Следует провести доразведку. На месторождении пробурено 57 скважин. Динамика использования фонда скважин приведена на рис. 2. Сегодня работает четыре скважины со средним дебитом от 19 до 98·10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>/сутки.

Технология разработки залежей, в которых газ находится в твердом, гидратном состоянии, требует перевода газа в пласте в свободное состояние с последующим отбором традиционными методами. В результате комплексных исследований условий образования и разложения газогидратов в пористых средах были предложены три базовых технологии разработки ГГЗ (Макогон, 1966). Кроме того, был предложен метод определения запасов газа в гидратном состоянии в ГГЗ. Потенциальные запасы газа в гидратном состоянии составляют 1,5·10<sup>16</sup> м<sup>3</sup>. Извлекаемые традиционными технологиями запасы газа превышают полторы тысячи триллионов м<sup>3</sup>. Исследования свойств гидратных кернов заложили основы для создания геофизических средств выявления гидратсодержащих пластов. Предложены методы выявления зон накопления гидратов в толще осадочных пород на суше и в Мировом океане. Приведена первая карта перспективных территорий для поисков ГГЗ. Показано, что пластовое давление при разработке ГГЗ может понижаться, оставаться постоянным или резко возрастать – зависимо от используемой технологии.

Результаты лабораторных исследований и данные о разработке Мессояхской ГГЗ были доложены на XI Международном Газовом Конгрессе и VIII Международном Нефтяном Конгрессе (Макогон, 1970; 1971) и вызвали большой интерес у международных энергетиков. Вскоре в ряде стран были развернуты федеральные программы по изучению и освоению ГГЗ. Сегодня получены тысячи километров сейсмических профилей, пробурено более 150 скважин, отобраны и исследованы многие километры гидратных кернов. В мире накоплен определенный тестовый материал различных технологий отбора газа на газогидратных залежах Канады, США, Японии, однако промышленная разработка сегодня ведется только на Мессояхской залежи.

Мессояхское месторождение расположено в Заполярье, у 69 параллели, в районе с резко континентальным климатом. В январе минимальная температура достигает  $-55^{\circ}\text{C}$ , при среднемесячной минус  $28^{\circ}\text{C}$ . Среднемесячная температура в июле составляет  $+10^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовая температура – минус  $18^{\circ}\text{C}$ . Толща мерзлых пород в пределах структуры залежи – 420–480 м. Геотермический градиент (ГТГ) в интервале мерзлых пород  $1^{\circ}\text{C}$  на 100 метров. ГТГ в подмерзлотном разрезе пород  $3.4^{\circ}\text{C}$  на 100 метров. Температура у кровли залежи в купольной ее части  $8^{\circ}\text{C}$ , а у подошвы – около  $12^{\circ}\text{C}$ . ГТГ в продуктивной части залежи до ввода ее в разработку составлял  $4.75^{\circ}\text{C}$  на 100 м. Циклическое переохлаждение газогидратной залежи в ее истории способствовало активному процессу образования и разложения гидратов, что способствовало разрушению минерального цемента между частицами пород в продуктивных пластах. В настоящее время продуктивные пласты залежи характеризуются низкой прочностью, и предельно допустимые депрессии

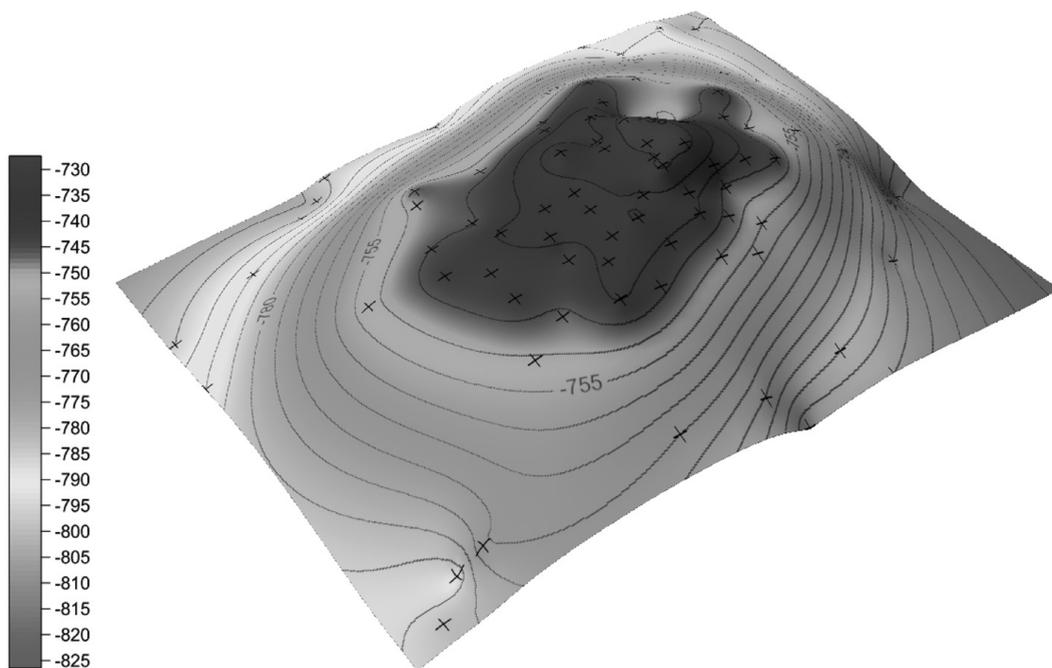


Рис. 3. Карта кровли пласта Дд-1

на пласт при разработке скважинами, не оборудованными забойными фильтрами, не превышают 2-4 атм.

Мессояхская структура имеет размеры 12x19.5 км по кровле долганской свиты альб-сеноманского возраста и кровельную мощность порядка 74.2 м. Геологический разрез, вскрытый глубоким разведочным и эксплуатационным бурением, представлен песчано-глинистыми отложениями среднеюрского, нижне- и верхнемелового, палеоценового возраста, перекрытыми четвертичными осадками. Выявленная залежь приурочена к верхней части долганской свиты (рис. 3) при минимальной глубине кровли 728 м и глубине газовой контактной поверхности 805 м. Коэффициент открытой пористости изменяется в пределах 16-38 % при средней величине ее 25.5 %. Остаточная водонасыщенность – в пределах 29-50 %, средняя – 40 %. Коэффициент проницаемости изменяется в широких пределах от нескольких мД до 1.144 Д при средней величине 203 мД. Начальное пластовое давление составляло 78 атм.

Начальный состав свободного газа:  $\text{CH}_4$  – 98,6 %;  $\text{C}_2\text{H}_6$  – 0,1 %;  $\text{C}_3\text{H}_8$  – 0,1 %;  $\text{CO}_2$  – 0,5 %;  $\text{N}_2$  – 0,7 %. Состав газа за период разработки пока практически не изменился. Минерализация пластовых вод крайне низкая и не превышает 1,5 %, что также подтверждает наличие активных процессов разложения гидратов в залежи.

Месторождение сыграло важную роль в развитии региона. Анализ материалов, накопленных за 43 года, позволит избежать крупных ошибок при моделировании технологий разработки других газогидратных залежей, расположенных не только на суше, но и в акваториях. Мессояхское месторождение, открытое в 1967 году, в течение двух лет в трудных условиях целинного Заполярья было разбурено, обустроено и введено в промышленную разработку. В начальный период на Норильский металлургический комбинат подавалось до 2 миллиардов  $\text{м}^3$  газа в год. Газ с месторождения под собственным давлением поступал в Норильск по газопроводу диаметром 500 мм и длиной 263 км. Замена дорогостоящего каменного угля природным газом способствовала внедрению прогрессивных технологий, повышению экономических показателей производства и улучшению экологической ситуации в регионе. (В настоящее время 98% каменного угля в Норильске заменено на природный газ).

За геологическое время месторождение неоднократно меняло статус, переходя из чисто газового (с нефтяной оторочкой) в газогидратное с нефтяной оторочкой.

Утвержденные запасы ГКЗ для проектирования разработки по категории  $\text{C}_2$  без учета наличия гидрата были приняты  $24 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ . Начальный объем газа в гидратном состоянии по различным источникам колеблется в диапазоне от 9 до 12 млрд  $\text{м}^3$ . Приняв за достоверные эти величины и данные о составе газа, начальном пластовом давлении, температуре, пористости 0.25 и средней гидратонасыщенности пор 0.4, а также допустив, что ГВК находится на нижней границе антиклинальной залежи, можно определить суммарный объем залежи как  $1.62 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ , в том числе занимаемый гидратами –  $0.36 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ . Проведенный анализ по подсчету запасов на месторождении показал, что общий объем газа в свободном и гидратном состоянии значи-

Сопоставление запасов газа на Мессояхском месторождении

Величины начального объема газа, полученные разными методами	млрд. м <sup>3</sup>
Геометрический объем залежи	1.62
- часть, занятая свободным газом	1.26
- гидратная часть	0.36
Объем порового пространства	0.41
- часть, занятая свободным газом	0.32
- гидратная часть	0.09
Начальный объем газа на месторождении	
- по проекту (без гидрата)	24.00
- по объемному методу (без гидрата)	24.1
- по методу падения давления 1 период, запасы на 1969 год	23.61
- по методу падения давления 3 период, запасы на 2006 год	18.48
- вероятностным методом прямого моделирования Монте-Карло (CMOST, @Risk)	
диапазон изменения гидратонасыщенности 0-20% (@Risk)	23.71
диапазон изменения гидратонасыщенности 0-40% (@Risk)	27.75
диапазон изменения гидратонасыщенности 20-40% (@Risk)	31.78
- 3D неизотермическая модель (CMG STARS)	23.7-36
- 3D изотермическая модель с нагнетанием газа (CMG IMEX)	31.5

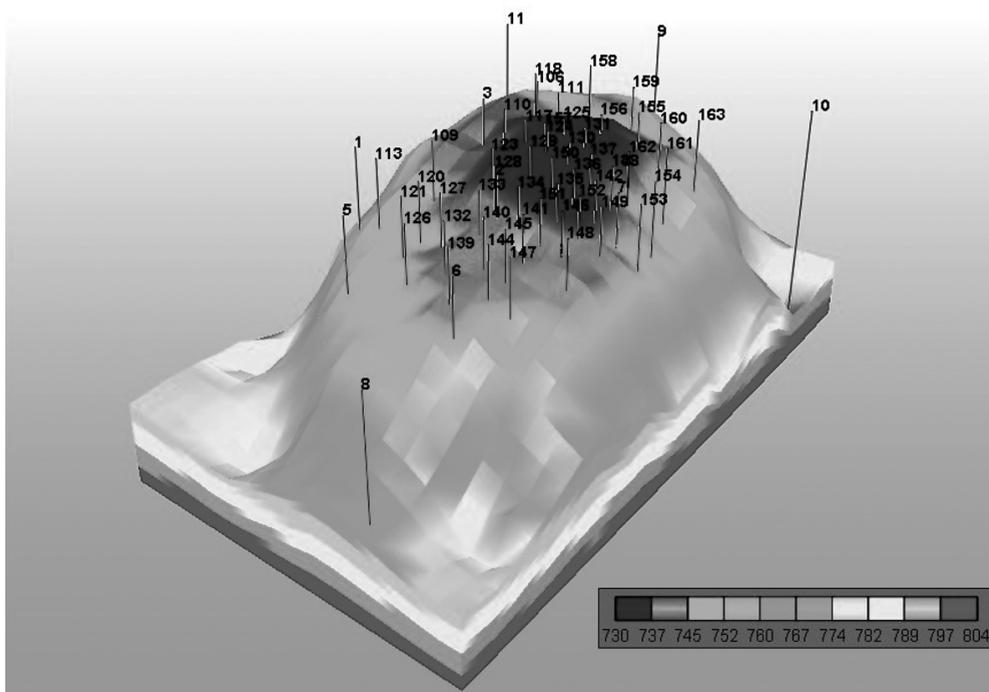


Рис. 4. 3D гидродинамическая модель в симуляторе STARS

тельно больше того, что был предложен в начальном проекте разработки. В таблице приведены данные, полученные при расчете запасов различными методами. Помимо объемного метода, запасы были подсчитаны методом падения пластового давления, а также на гидродинамических моделях в симуляторах STARS и IMEX (CMG 2010) (рис. 4).

Из-за отсутствия точных данных о глубине газ-газогидратного контакта (ГГК), а также величине гидратонасыщенности пород в пределах зоны гидратообразования, было решено также использовать вероятностные методы подсчета запасов. Для этого были заданы несколько вариантов распределения гидратонасыщенности в пределах зоны гидратообразования и зоны ГГК. Были подсчитаны запасы вероятностными методами с использованием выборки Монте-Карло на симуляторах @Risk и CMOST (CMG 2011). Результаты представлены в таблице на с. 11.

Данные по 57 скважинам были интегрированы в гидродинамическую модель месторождения. Максимальный размер элементарной ячейки вдали от центральной части месторождения не превышал 300 м, в центральной части с наибольшей плотностью скважин сетка измельчалась для более адекватного описания процессов.

При настройке изотермической модели задачей было повторить историю разработки месторождения на газовом режиме, а затем использовать сетку нагнетательных водогазовых скважин для поддержания давления.

Исходными параметрами были индивидуальные дебиты и забойные давления в скважинах, а скорости нагнетания воды и газа (в пропорции 204 м<sup>3</sup> газа на 1 м<sup>3</sup> воды) в нагнетательных скважинах были подобраны в процессе настройки модели. Результаты, полученные на модели, дали хорошее совпадение с фактическими показателями разработки (рис. 5). Удалось определить количество газа, полученного при разложении гидрата, и его долю в общей добыче из месторождения. Объем газа, полученного при разложении гидрата, составил 5.4 млрд. м<sup>3</sup>, что составляет 41.8%. Эта же



Рис. 5. Изменение пластового давления при разработке Мессояхского газогидратного месторождения

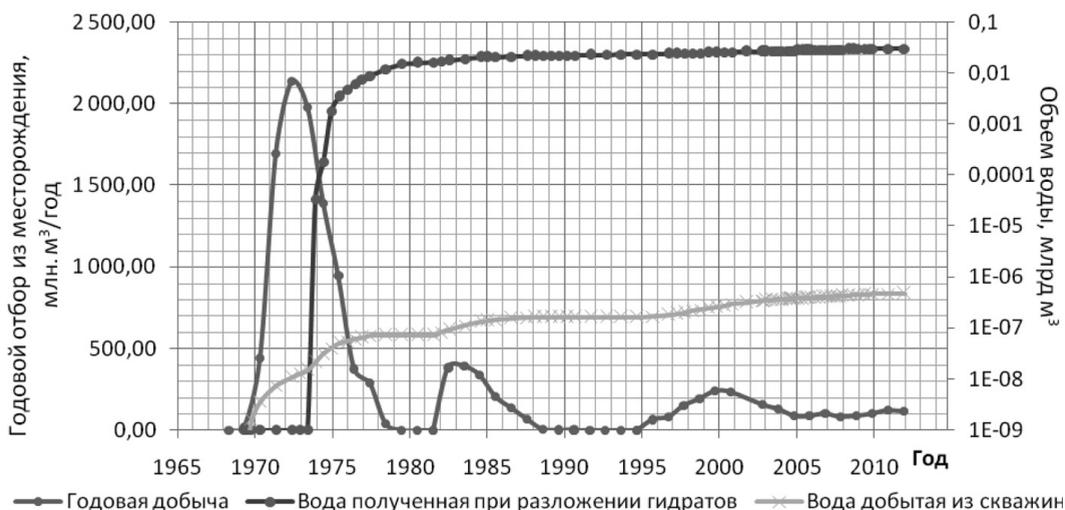


Рис. 6. Результаты расчетов на изотермической модели

цифра была получена на неизотермической модели. Удалось вычислить объем воды, поступившей в залежь в результате разложения гидратов, который составил порядка 30 млн. м<sup>3</sup>.

Основной проблемой при решении неизотермической задачи были исходные данные. Из-за неопределенности в геометрическом положении границы газ-газогидрат, а также насыщенности гидрата в области гидратообразования, были построены серии моделей распределения гидратонасыщенности, для которых были рассчитаны показатели разработки. На неизотермической модели удалось добиться не только адекватного отражения истории давления, но и величин температуры. В скважине №2 она соответствовала температурным тестам, проводимым в скважинах в 1985 и 2010 годах. На неизотермической и изотермической моделях удалось произвести оценку влияния водоносного пласта (рис. 6). Для этого была использована аналитическая модель Картера-Трэйси. Изучались водоносные пласты различной активности. Было показано, что при отсутствии гидрата фактический характер поведения давления может быть достигнут за счет водоносного пласта, но в этом случае подъем ГВК достиг бы отметки 770 м и произошло бы обводнение действующих скважин.

На рис. 7 представлено изменение температуры на месторождении. Начальная равновесная температура для газа Мессояхского месторождения – 9.8 С. В последний период разработки месторождения объемы отбираемого газа и получаемого при разложении гидрата должны быть равны в силу малых отборов газа из месторождения. В этом случае давление на месторождении должно быть постоянным, однако оно колеблется в пределах нескольких атмосфер, и такое колебание может быть обусловлено эффектом самоторможения процесса разложения гидрата. Локальная температура в зоне разложения не постоянна и снижается при инициации процесса разложения (эндотермический процесс). Локальное понижение температуры приводит к локальному замедлению процесса разложения гидрата. Дальнейшее разложение возможно либо снижением давления в зоне ниже нового

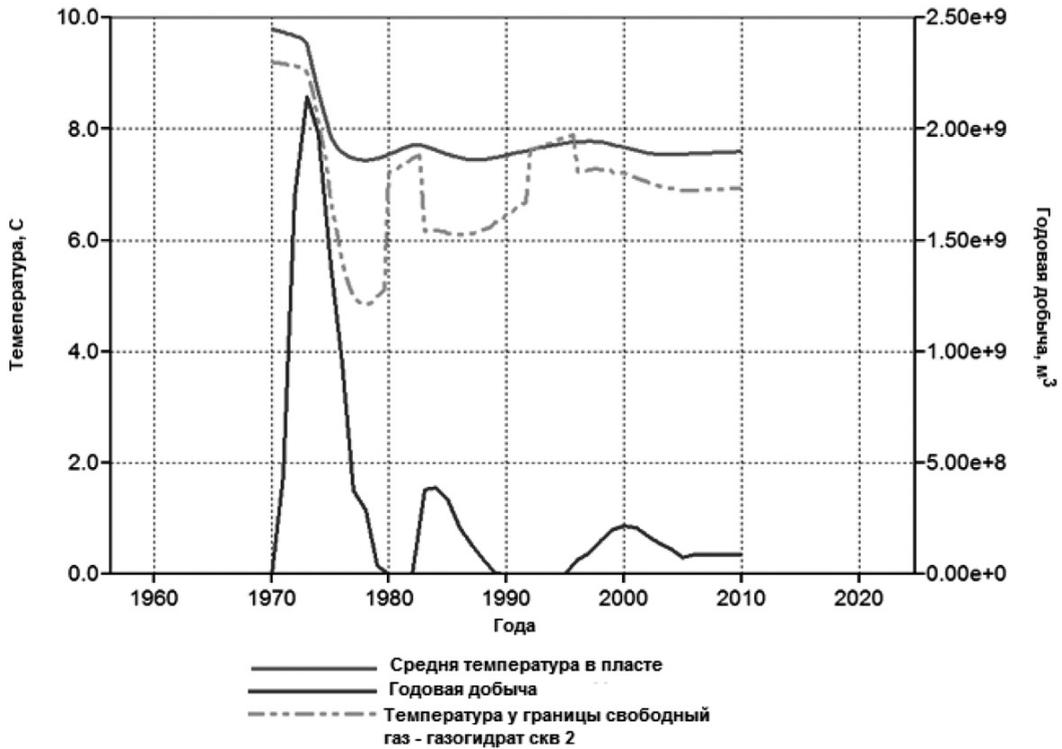


Рис. 7. Результаты расчетов на неизотермическом симуляторе STARS

равновесного давления, либо прогревом локальной зоны за счет тепла, поступающего из окружающих пород. Поскольку основным технологическим режимом при работе скважин была постоянная депрессия, то колебания давления были обусловлены скоростью притока теплоты извне. Таким образом, разложение идет своеобразными волнами, снижение давления ниже равновесного – начало разложения гидрата – начало процесса поддержания давления, охлаждение зоны разложения – остановка разложения – добыча выделившегося газа – прогрев зоны разложения, снижение давления ниже равновесного и начало разложения гидрата снова. Это хорошо видно из графика зависимости давления от времени. Температуры в районе отверстий перфорации у начального контакта газ–газогидрат в скважине №2 соответствуют температурным измерениям в скважине, проводившимся в 1985 и 2010 гг.

С позиций геологического времени, совсем недавно, не более 2 тысяч лет тому назад, толща мерзлых пород в данном регионе превышала 500 м, а месторождение полностью было газогидратным. Подошвенные воды могли контактировать с нефтяной оторочкой или непосредственно с газогидратом, зависимо от конкретных термобарических условий месторождения. Залежь свободного газа отсутствовала. С повышением температуры в разрезе пород нижние слои гидрата разлагались, формируя залежь свободного газа и отжимая нефть за пределы данной антиклинали.

Мессояхское газ-газогидратное месторождение уникально по своим характеристикам. По генезису газогидратная залежь вторична, образова-

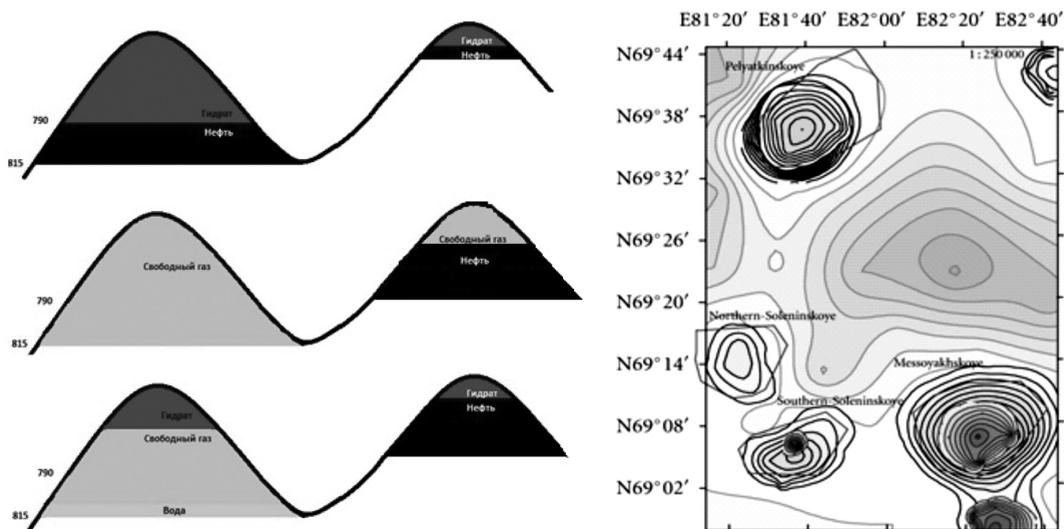


Рис. 8. Слева – схема миграции нефти в соседние структуры при климатических изменениях. Справа – карта аномальных зон типа залежь в области Мессояхского месторождения [4]

лась из залежи свободного газа при изменении термобарических условий в регионе. Ряд факторов показывает, что в течение геологического времени, в зависимости от климатических условий, Мессояхское месторождение углеводородов меняло статус, последовательно переходя из газонефтяного в гидратно-нефтяное, затем в газ-газогидратное, каким оно было в момент его обнаружения в 1967 г. В период холодного климата весь газ находился в гидратном состоянии, а в период максимальных потеплений – в свободном. Соответственно, при фазовых переходах газа ГВК «мигрировал» в пределах 15 м по вертикали, и нефть в период разложения гидрата из-под газовой «шапки» выжималась за пределы структуры в «рядом» находящуюся закрытую структуру (рис. 8).

Нефтяная оторочка толщиной около 15 м существовала на глубине 790-805 м. В современных условиях нефть выдавлена. Нефтяная оторочка отсутствует. В пределах перемещения ГВК часть нефти осталась «размазанной» по порам пласта, сохраняя запах и другие признаки наличия нефти в кернах, отбираемых при бурении в интервале 790-805 м. Добыть такую нефть современными технологиями очень трудно.

Из Мессояхской залежи могло быть выдавлено около  $170 \cdot 10^6 \text{ м}^3$  нефти, которую можно обнаружить в близлежащих структурах. При коэффициенте извлечения 0,25 и стоимости реализации  $400 \text{ \$/м}^3$  потенциальная стоимость добытой нефти составит более  $20 \cdot 10^9 \text{ \$}$ .

Следующим «сюрпризом» Мессояхи является динамика пластовых вод. Пористость продуктивных горизонтов составляет от 16 до 38%, при средней величине 25,5%, водонасыщенность – 29-50%. ГВК для обоих горизонтов един и находится на глубине 805 м.

Границей раздела газогидратной и газовой частей залежи является поверхность фазового равновесия системы газ-вода-гидрат с температурой около 10 °С. Рабочие скважины имеют три типа интервалов перфорации:

вскрыт интервал газового пласта (скв. 110, 131), вскрыт интервал гидратного пласта (скв. 14, 113, 117, 163), вскрыты оба интервала пластов (скв. 7, 9, 11, 106, 118, 128, 129, 130, 131, 161).

К настоящему времени суммарный отбор газа из месторождения составил  $12,9 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ . Чуть менее половины объема ( $5,4 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ ) добытого газа получено в результате разложения гидрата при снижении пластового давления ниже равновесного (около 60 атм.). При этом из каждого  $\text{м}^3$  гидрата выделилось  $164 \text{ м}^3$  газа и  $0,8 \text{ м}^3$  воды. Объем воды, выделившейся при разложении гидрата, составил  $30 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ . Суммарный объем воды, добытой с газом и отделенной в сепараторах на 01.01.2012 г. составил  $49 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ . Таким образом, вынос воды на устье скважин составил менее процента от объема воды, поступающей из гидратов. И большая ее часть осталось в пористом пространстве месторождения. На границе между гидратной частью и частью, занятой свободным газом, могла формироваться область, насыщенная водой, толщиной 10-12 м.

**Проблема воды при разработке Мессояхской ГГЗ.** На современном этапе месторождение находится в стадии завершения перехода из газогидратного в свободное газовое состояние. В центральной части свободный газ контактирует с водой, а по крыльям пластовая вода (ГВК) контактирует с гидратом. Отбор газа из месторождения и понижение пластового давления ниже равновесного способствуют ускорению процесса перехода газогидрата в свободное состояние. Нефть можно искать за пределами месторождения либо на больших глубинах, не вскрытых действующими скважинами. Вторая гипотеза заключалась в том, что такое поведение давления может быть связано с деятельностью водоносного горизонта. Мы изучили несколько вариантов подстилающих водоносных пластов. Расчет объема воды, прорывающейся в пласт, был осуществлен с использованием аналитической модели Картера-Трэйси. Результаты расчетов показывают, что для поддержания давления в таком виде необходимо наличие очень активного водоносного пласта. Однако в этом случае локальное поднятие контакта газ – вода может достигать отметки 770 м. Чтобы ответить на эти вопросы, мы изучали историю добычи из все еще работающих скважин: № 2, 124, 161, 139. Эти 4 скважины работали в течение всего срока эксплуатации месторождения, за исключением периодов консервации. Результаты говорят о том, что при подъеме уровня воды до 770 м эти скважины прекратили бы работу из-за того, что интервалы перфорации находятся ниже этого уровня. Влияние водоносного пласта минимально, он может быть ответственен только за частичную поддержку давления в залежи.

Предварительный анализ разработки месторождения показывает, что основным ограничивающим фактором отбора газа является допустимая депрессия на пласт из-за выноса песка. Предупреждение вторичного образования гидрата в пласте и скважинах осуществляется подачей метанола в призабойную зону пласта.

Следует сказать несколько слов о попытках отрицать или резко занижать наличие природного гидрата на Мессояхском месторождении (Гинсбург, 1997; Collett, 1997, Макс и др. 2006). Как правило, авторы таких версий не являются специалистами-разработчиками и привлекают данные

динамики содержания гелия в отбираемом газе. Гелий в условиях Мессояхи не образует гидрата, и изменение его содержания в составе газа определяется конвективной диффузией и гравитационным перераспределением в условиях статики и динамики в периоды работы или консервации скважин. Попытки поставить под сомнение наличие гидратов в Мессояхском месторождении следует считать недоразумением. Все данные многолетней разработки опровергают такие попытки – динамика пластового давления, формирование водоносного пласта на границе гидрат – свободный газ, поведение ГВК, состав воды убедительно подтверждают наличие гидратов в пласте.

Мессояхское месторождение сыграло две важнейших роли: обеспечило перевод крупнейшего металлургического комбината в Заполярье с угля на экологически чистый природный газ и стимулировало исследования природных гидратов в мире. Огромное число серьезных экспертов во многих странах получили интересную работу. Сегодня уже выявлено более 230 ГГЗ. Геология Мессояхского месторождения сложна и мало изучена. Требуется создать программу глубокого анализа и исследований как геологии, так и технологий освоения ГГЗ на базе Мессояхского полигона. Где-то рядом с ГГЗ находится нефтяная залежь. Следует переоснастить конструкции скважин и протестировать другие эффективные технологии разработки. Накопленный опыт и энтузиазм норильчан бесценны. Их надо поддерживать.

**Заключение.** Природные газогидраты, существование которых было доказано в 60-е годы, являются одним из основных источников минеральной энергии ближайших десятилетий. Скопления газогидратов в недрах Земли имеют глобальный характер. Исследования газогидратов и промышленная разработка ГГЗ – сложная, дорогостоящая, актуальная международная проблема. Ресурсы гидратного газа превышают  $1,5 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$ .

Существует два типа гидратных залежей: первичные (в Мировом океане) и вторичные (на суше). В первичных ГГЗ сосредоточено около 97 % газогидрата, во вторичных – около 3%. В основе разработки ГГЗ лежит один принцип – необходимо перевести газ в залежи из твердого, гидратного в свободное состояние с последующим использованием традиционных технологий. Условия формирования и разработки первичных и вторичных ГГЗ различны. Различны и технологии их разработки.

Вторичные ГГЗ имеют непроницаемую литологическую крышку. Существует три типа технологий разработки – понижением давления в ГГЗ; повышением пластовой температуры выше равновесной; физико-химическим воздействием на ГГЗ.

Существуют одно-, двух- и трехфазные залежи: газогидрат контактирует с водой; газогидрат контактирует со свободным газом (Мессояха в современных условиях); газогидрат контактирует с нефтью (Мессояха в предыдущем геологическом цикле). Наиболее экономичными для разработки ГГЗ являются условия, при которых гидратная залежь контактирует с залежью свободного газа.

К настоящему времени выявлено более 230 ГГЗ, созданы методы определения запасов газа в гидратном состоянии, апробированы методы исследования скважин, созданы три базовых технологии извлечения гидратного газа. Однако, опыт промышленной разработки накоплен лишь на одном

месторождении – Мессояхском. При вводе месторождения в разработку начальный объем газа на месторождении мог составлять до  $36 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ , из которых в свободном состоянии по проекту было  $24 \cdot 10^9 \text{ м}^3$  и в гидратном – порядка до  $12 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ .

На конец 2011 г. суммарный отбор газа составил  $12,9 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ , в том числе из гидратов  $5,4 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ , отобрано воды  $49 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ . При разложении гидратов в залежь поступило порядка  $49 \cdot 10^6 \text{ м}^3$  воды. Особенностью разработки явились: постоянство пластового давления на уровне величины равновесного – около 60 атм., низкая продуктивность скважин, вскрывших газогидратный пласт, формирование водоносного пласта из воды, выделяющейся при разложении гидрата. Понижение пластового давления при отборе газа компенсировалось в основном поступлением газа, выделяющегося при разложении гидрата. Температура залежи и граница раздела между гидратной и газовой залежами изменялись во времени.

Опыт разработки первого газогидратного месторождения – Мессояхского – доказал возможность и экономическую эффективность разработки газогидратных залежей. Не следует упрощать проблемы освоения огромных ресурсов газа в гидратном состоянии, особенно в Мировом океане. Предстоит многое исследовать, разработать и создать. Авторы глубоко убеждены, что уровень современных исследований позволяет раскрыть любые сложности на этом пути. Мир вынужден найти новые минеральные источники экологически чистой энергии. Одним из таких источников являются природные газогидраты. При современном уровне потребления энергии, даже если мы используем только 10 % ресурсов газогидрата, мир будет обеспечен на многие десятилетия высококачественным сырьем экологически чистой энергии.

Для поднятия эффективности исследований и освоения ресурсов природных газогидратов целесообразно координировать федеральные программы и работать на базе международных региональных консорциумов. Наиболее перспективными регионами сегодня могут быть Сибирь, Дальний Восток и Черное море.

Авторы выражают благодарность всему коллективу НПП, особенно Горнофеевой Татьяне Александровне за внимание к проблемам газогидратов Мессояхи.

1. Безносиков А.Ф. Термодинамическое исследование Мессояхского месторождения // Нефть и газ Тюмени, 1970. – №8.
2. Богатыренко Р.Ф. Особенности контроля за разработкой Мессояхского газогидратного месторождения, РиЭГТМ, №2, ВНИИЭГазпром, 1978.
3. Даровских С.В., Крохалев И.В., Мулявин С.Ф., Плетнева А.Д., Промзелева Н.А., Филатов Н.В. Промыслово-геологические особенности Мессояхского газогидратного месторождения / Вестник Недропользователя ХМАО. – 2009.
4. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Применение дистанционных и мобильных фотоэлектрических методов в акваториях. Геология морей и океанов. Т. 2. М., 2011.
5. Макогон Ю.Ф. Образование гидратов в газоносном пласте в условиях многолетней мерзлоты. Газовая промышленность, 1965. – №5.
6. Макогон Ю.Ф. Особенности подсчета запасов газа в газогидратных залежах / Газовое дело, 1966. – №1.

7. Макогон Ю.Ф., Требин Ф.А., Трофимук А.А., Черский Н.В. Об образовании залежей природного газа в твердом состоянии в осадочном чехле земной коры. // Труды Межд. Газового Конгресса. Москва, 1970.
8. Макогон Ю.Ф., Требин Ф.А., Трофимук А.А., Царев В.П., Черский Н.В. Обнаружение залежи природного газа в твердом гидратном состоянии // ДАН СССР, т. 196, №1, Москва, 1971
9. Макогон Ю.Ф. Природные газы океана и проблема их гидратов. Экспресс-информация, № 11, М., ВНИИЭгазпром, 1972.
10. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. Недра, 1974; PennWell, USA, 1981
11. Makogon Y. Les hydrates de gaz: de l'energie congelee. Recherche, №192, France, 1987.
12. Makogon Y.F. Hydrates of hydrocarbons, PennWell, 1997.
13. Makogon Y.F., Omelchenko R.Y. Parameters for the selection of effective technology for gas hydrate deposit development. Proceedings of the 7<sup>th</sup> International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2011), Edinburgh, UK, July 17-21, 2011.
14. Ginsburg, G. (1993). "Challenging the Presence of Natural Gas Hydrate in the Messoyakha Pool", *Am. Assoc. Pet. Geologists Bull*, Vol. 77, No 9, pp. 1625.
15. Max D.M., Johnson A.H., Dillon W.P. Economic Geology of Natural Gas Hydrates 2006, Springer Netherlands.
16. Сапир М.Х., Храменков Е.Н., Ефремов И.Д., Гинсбург Г.Д., Беньяминович А.Е. Геология нефти и газа, 1973. – №6,
17. Сапир М.Х., Богатыренко Р.С., Конева Г.Л. Анализ разработки Мессояхского газогидратного месторождения, НТО ВНИИЭГАЗПРОМ, 1976.
18. Стрижев И.Н., Ходанович И.Е. Добыча газа. Гостоптехиздат, 1946.
19. Филатов Н.В., Крохалев И.В., Лапердин А.Н., Смирнов А.П., Плетнева А.Д., Промзелева Н.А., Мулявин С.Ф. Промыслово-геологические особенности Мессояхского газогидратного месторождения. Гипотезы и факты. Бурение и нефть 07-08.2008.
20. Шешуков Н.Д., Безносиков А.Ф., Храменков Е.Н. Газовое дело, №8, 1972.
21. Collett T.S. Gas Hydrate resources of northern Alaska, Bulletin of Canadian Petrol. Geol. Vol.45, No.3, 1997
22. Collett T.S., Ginsburg G.D. Gas Hydrates in Messoyakha Gas Field of the West Siberian Basin – A Re-Examination of the Geologic Evidence, The International Society of offshore and polar engineers V.8, No.1, 1998 (ISSN 1053-5381).

*Geology and technology of Messoyakhskaya field developing are described. Experience clearly shows: development of gas hydrate fields should be actively promoted; each gas hydrates field requires a specific development technology; it is necessary to research at the molecular level the properties of hydrate saturated rocks and is required; develop a fundamentally new technologies of hydrated gas production is vital.*

*Охарактеризовано геологічну будову й технологію розробки Мессояхського газогідратного родовища. Досвід його розробки засвідчив: газогідратні поклади (ГГП) слід активно вводити у розробку; кожна ГГП вимагає індивідуальних технологій розробки; необхідно глибоко, на молекулярному рівні вивчати властивості гідратонасичених порід та флюїда, що в них міститься; потрібно створювати принципово нові технології розробки ГГП та транспорту гідратного газу.*

Получена 04.07.2012 г.