

УДК 621.642.37:622.023

## Особенности создания подземных резервуаров в истощенных нефтегазоконденсатных месторождениях

Р.А.ГАСУМОВ<sup>1</sup>, Э.Р.ГАСУМОВ<sup>2</sup>, Ю.С.МИНЧЕНКО<sup>1</sup> 

<sup>1</sup>АО «СевКавНИПИгаз», Ставрополь, Россия

<sup>2</sup>Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

**Как цитировать эту статью:** Гасумов Р.А. Особенности создания подземных резервуаров в истощенных нефтегазоконденсатных месторождениях / Р.А.Гасумов, Э.Р.Гасумов, Ю.С.Минченко // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 418-427. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.4

**Аннотация.** В статье рассмотрены особенности создания подземных резервуаров (ПР) в истощенных нефтегазоконденсатных месторождениях (ИНГКМ). Изложены требования к структуре пласта, соответствующие параметрам объекта возможного создания ПР.

Оценено влияние геологических, гидрогеологических и горно-технических условий залегания горных пород на надежность и герметичность подземных резервуаров, в том числе подземных хранилищ газа. Проанализированы необходимые условия проектирования ПР на примере нефтегазоконденсатного месторождения Ач-Су при наличии хорошо изученной ловушки, обладающей приемлемыми параметрами для строительства объекта подземного хранилища. Важным аспектом являются геологические условия, соответствующие критериям выбора объекта: необходимое строение структуры, отсутствие разрывных нарушений, высокие коллекторские свойства пласта, достаточный объем залежи для хранилища. Геологические условия являются основанием для определения индивидуальных особенностей технологии строительства ПР на каждом ИНГКМ. Приведены уточненные результаты текущего газонасыщенного порового объема и темпа падения пластового давления, которые позволяют выбрать улучшенные технологические показатели при эксплуатации создаваемого ПР. С целью выбора оптимального варианта проектирования и строительства ПР изучены результаты анализа экономических и геологических сценариев совместно с технологическими возможностями эксплуатации объекта и транспортной системы, обеспечивающей максимальную суточную производительность хранилища.

**Ключевые слова:** структура пласта; геологические условия; подземный резервуар; истощенные нефтегазоконденсатные месторождения; проектирование; ловушки; фильтрационно-емкостные свойства; пласт-коллектор; закачиваемая продукция

**Введение.** Особенность создания подземных резервуаров (ПР) заключается в том, что в качестве резервуара для хранения закачиваемого продукта используется поровое пространство пласта истощенного нефтегазоконденсатного месторождения (ИНГКМ), который должен обладать значительной вместимостью и быть экономичным и безопасным для окружающей среды при достаточно высоком уровне давления. В связи с этим необходимо изучить пласт-коллектор с соответствующей геологической структурой (чаще куполообразной), способный хранить закачиваемую продукцию, а также герметичную покрышку в создаваемом объекте [10]. От этих параметров зависят геометрический объем единичного резервуара, максимальное и минимальное рабочее давление продукта в ПР, объем активной массы, т.е. основные условия для возможности создания подземного хранилища. В статье приведены результаты оценки пригодности горных пород для создания ПР с использованием результатов исследования свойств горных пород, в которых сооружается подземное хранилище.

**Постановка проблемы.** С геологической точки зрения структура пласта должна иметь полости, соответствующие параметрам, предъявляемым к объекту возможного создания ПР. Необходимым условием при проектировании объекта является наличие хорошо изученной ловушки, обладающей приемлемыми параметрами для строительства ПР [3].

Для создания ПР по геологическим параметрам предпочтительно использовать истощенные месторождения, кроме того, должны учитываться экономические, технические, технологические, экологические, социальные, региональные и другие факторы [5, 11].

**Методология.** Методы исследований заключались в анализе и обобщении информации о комплексе горно-геологических и гидродинамических характеристик пласта (на примере малых

газоконденсатных месторождений); рассмотрены источники и характер обводнения, основанные на изучении аналитических зависимостей между пластовым давлением в гидродинамической системе, объемов отбора углеводородов (УВ) и количества поступающей пластовой жидкости из законтурной области. Использованы промысловые данные, результаты аналитических и экспериментальных исследований, проведенных на скважинах нефтегазоконденсатного месторождения Ач-Су в лабораторных условиях.

Изучены основные показатели физико-механических свойств горных пород – их прочностные характеристики и реологические особенности. Под прочностными характеристиками приняты временные сопротивления элементарным видам напряжений – одноосному сжатию, растяжению, сдвигу и изгибу. Определены породы, пригодные для строительства подземных хранилищ, характеризующиеся большой пластичностью, т.е. способностью претерпевать необратимые деформации.

**Обсуждение.** Отличительной особенностью создания ПР в истощенных нефтегазоконденсатных месторождениях является то, что в связи с достаточной степенью изученности геологопромыслового материала в процессе разработки продуктивной залежи не проводится изучение емкостных и фильтрационных свойств пласта. Основные исследования при создании ПР в ИНГКМ связаны с изучением технического состояния имеющихся скважин. Не всякое истощенное нефтегазовое месторождение может быть использовано в качестве структуры для создания ПР, например, основным признаком возможности создания подземного хранилища газа является наличие газовой шапки, т.е. свободного газа в верхней части структуры. В зависимости от цели создания ПР, каждое создаваемое хранилище индивидуально, зависит от многих факторов и, исходя из его назначения, к нему предъявляются особые требования [13].

Геологические показатели ИНГКМ – физические свойства пласта-коллектора, степень его однородности, наличие тектонических нарушений, состояние активности пластовых вод – являются определяющими при выборе оптимальных способов создания ПР и предопределяют его эффективность при эксплуатации [7].

Важно, чтобы пласт-коллектор обладал необходимой мощностью, литологической однородностью и оптимальными коллекторскими свойствами. При создании объекта высокие коллекторские свойства пласта-коллектора (проницаемость, пористость) с невысокой неоднородностью пород позволяют оптимизировать количество эксплуатационных и наблюдательных скважин, осуществлять контроль за внедрением пластовых вод при эксплуатации ПР [4, 6]. Трудно сделать выводы по геологическим и гидродинамическим данным при наличии в пласте-коллекторе сбросов, надвигов и других изменений. Кроме того, тектонические нарушения вызывают опасение при обеспечении герметичности ПР. Глубина залегания пласта и его физические параметры (плотность, прочность и пластичность кровли) существенно влияют на максимально допустимое давление в ПР.

Способ создания ПР и темпы закачки продукта, предельное давление нагнетания агрегатов, выбранных для закачки и отбора газа из ПР, также влияют на максимально допустимое давление в хранилище, чем меньше темп роста давления, тем на большую величину можно повысить давление в ПР [8].

Главной особенностью ПР углеводородных топлив является их длительное непосредственное контактирование с вмещающей горной породой, в которой сооружается емкость. В ПР, в отличие от наземных резервуаров, температура хранения продукта не особенно зависит от природно-климатических условий, сезонных колебаний температуры воздуха и верхнего слоя грунта. Сезонный отбор углеводородного топлива максимально влияет на работу ПР (может привести к изменениям технологического режима) и, соответственно, на работу самой емкости.

Оценку пригодности горных пород для создания ПР необходимо проводить в процессе исследований их свойств с учетом диапазона горных пород, в которых рекомендуется сооружать ПР. К ним относятся практически все непроницаемые породы: осадочные, магматические и метаморфические. Такие породы должны обладать также большой пластичностью, т.е. способностью претерпевать необратимые деформации.

Учет реологических явлений в породах, склонных к пластическим деформациям, приобретает особое значение при горно-технических расчетах ПР. Устойчивость емкости следует опреде-

лять по длительной прочности пород с учетом их ползучести и релаксации. Таким образом, проведение комплекса исследований свойств горных пород позволит правильно оценить их пригодность для строительства ПР [2].

Рассмотрим данный подход на примере конкретного ИНГКМ Ачи-Су, структура которого представлена типичной брахиантиклиналью, сильно вытянутой по длинной оси и сжатой с боков. В меловых отложениях брахиантиклиналь имеет почти симметричное строение. Углы падения на крыльях структуры составляют 18-25°, а на периклиналях 3-12°. По замыкающейся изогипсе –3400 м структура имеет размеры 16,0×2,0 км и амплитуду порядка 380 м. Крылья структуры осложнены крупными продольными разрывами, которые фиксируются по результатам сейсморазведки. Юго-западное крыло более крутые и граничат через разрывное нарушение с синклиналью. Амплитуда нарушения составляет 600 м. Данная синклиналь открыта в юго-восточном направлении и ограничена нарушениями.

Свод меловой структуры расположен под северо-восточным крылом миоценовой структуры. Достаточно четко отмечается несовпадение сводов структуры ИНГКМ по нижнему и верхнему структурным планам. Величина смещения в наиболее высокой части составляет 2-2,5 км.

Верхнемеловая залежь ИНГКМ относится к массивному типу и приурочена к карбонатной толще, сложенной плотными известняками с прослойями мергелей и сильно известковистых глин. Известняки в различной степени трещиноватые. Средняя величина коэффициента трещиноватости составляла 2 %. Повышенная трещиноватость приурочена к кровельной части верхнего мела. Значения пористости при подсчете запасов приняты в размере 0,01 доли ед., газонасыщенности 0,8 доли ед.

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с песчаниками чокракского горизонта неогена и фораминиферовыми слоями палеогена, к которым приурочены нефтяные залежи, и карбонатными отложениями верхнего мела, включающими газоконденсатную залежь. Наиболее емкими коллекторами на месторождении являются верхнемеловые отложения, недостаточная изученность которых не позволяет говорить об определенных закономерностях изменения их литолого-фациальной характеристики.

Глубина залегания газоносного интервала 3120-3285 м. Высота залежи 165 м. Первоначальный газоводяной контакт (ГВК) располагался на глубине 3275 м. Признаки нефти, полученные вблизи ГВК, указывали на наличие небольшой (до 3 м) нефтяной оторочки непромышленного значения. Начальное пластовое давление, приведенное к середине этажа залежи, 42,2 МПа, пластовая температура 130 °С. Для залежи характерно быстрое снижение пластового давления при эксплуатации скважин. Режим залежи газовый.

В пределах месторождения на газоконденсатной залеже в верхнемеловых отложениях ИНГКМ пробурено всего 20 скважин. Начальный ГВК установлен на отметке –3275 м. Наибольшие дебиты газа были получены в скважинах, расположенных в центральной части залежи, наименьшие – в скважинах, расположенных в северо-западной части. При этом в скважине, пробуренной в пределах северо-западной периклинали верхнемеловой складки, вообще не было получено притока, что указывает на потерю вмещающими отложениями коллекторских свойств в этой части залежи.

Эксплуатационное бурение на месторождении не проводилось, а разработка верхнемеловой залежи осуществлялась только поисково-разведочными скважинами.

Запасы газа ИНГКМ неоднократно определялись объемным методом и по методу падения пластового давления в различных этапах. Большой разброс значений по запасам обусловлен недостаточной степенью изученности емкостных свойств продуктивного пласта верхнемеловых отложений, представленного трещиновато-поровыми известняками.

На рис.1 показана динамика изменения фактического пластового давления в залеже. Как видно из рис.1, последняя точка замера пластового давления по скважине лежит значительно выше линии снижения давления при разработке залежи. Всего из залежи отобрано, с учетом эквивалента конденсата, более 1,2 млрд м<sup>3</sup> газа. Эта величина является предельной для закачки газа в пласт при создании хранилища на данном этапе изученности. Ожидаемый темп падения (роста) пластового давления при создании ПР определен по фактической зависимости приведенного пластового давления от накопленного отбора газа (рис.2).

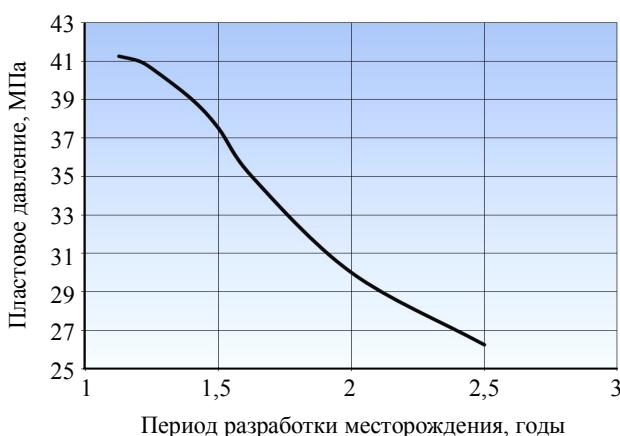


Рис.1. Динамика фактического пластового давления ИНГКМ

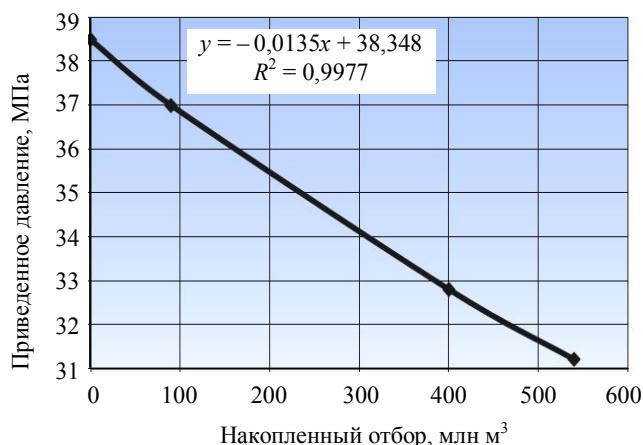


Рис.2. Зависимость приведенного пластового давления от накопленного отбора газа

Общее количество газа в пласте-коллекторе принято равным объему неравномерности потребления газа, исходя из возможности залежи вмещать закачанный газ. Варианты создания ПР для хранения газа на базе ИНГКМ различаются по количеству буферного газа. Разное количество буферного газа учитывает варианты эксплуатации ПХГ при оценочных значениях порового пространства, недоизученности влияния водонапорной системы на эксплуатацию хранилища и динамики падения пластового давления.

Изменение производительности скважин по результатам газогидродинамических исследований скважин (ГДИС) приведено в табл.1. Исследование соотношения параметров «пластовое давление» и «дебит скважины» показывает, что снижение давления до 35 МПа приводит к значительному снижению дебита газа.

Таблица 1

Изменение производительности скважин ИНГКМ (по результатам ГДИС)

Номер скважины	Давление, МПа		Депрессия, МПа	Дебит газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут
	Пластовое	Забойное		
1	44,70	33,63 / 36,76*	7,94 / 11,07	343,23 / 455,59
2	35,20	30,62 / 33,61	1,59 / 4,58	84,56 / 188,45
3	43,85	36,64 / 39,06	4,79 / 7,21	342,50 / 459,30
4	38,53	15,54 / 25,70	12,83 / 22,99	28,19 / 63,60
5	36,30	26,88 / 30,43	5,87 / 9,42	369,75 / 550,08
6	35,73	35,44 / 35,57	0,16 / 0,28	44,20 / 86,00

\* Минимальное / максимальное значение.

При максимальной суточной производительности в период отбора пластовое давление в хранилище изменяется от 41,4 до 36,5 МПа. Эксплуатация хранилища при снижении давления до уровня нижней границы влияет на производительность скважин.

В рассматриваемых вариантах предусмотрена система контроля технологических процессов и схема утилизации промышленных стоков. Прогноз основных технологических показателей эксплуатации ПР при его создании на базе ИНГКМ:

Параметры	Вариант 1	Вариант 2
Общее количество газа в пласте-коллекторе, млн м <sup>3</sup>	1200	860
Активный объем газа, млн м <sup>3</sup>	600	600
Буферный объем газа, млн м <sup>3</sup>	600	260
Максимальная суточная производительность хранилища, млн м <sup>3</sup>	5,6	5,6
Давление на начало отбора, МПа	41,4	41,4
Давление на конец отбора, МПа	36,5	36,5
Продолжительность периода отбора, сут	120	120
Количество эксплуатационных скважин	16	16

Скважины специального назначения:

поглотительная	1	1
геофизическая	1	1
пьезометрическая	4	4

В результате проведения сейсморазведочных работ в пределах изучаемого района отражающий горизонт условно отнесен к поверхности в эоцен-верхнемеловых отложениях. Подобная стратификация обусловлена тем, что отложения эоцена сложены высокоскоростными пластами, карбонатность пород плавно нарастает от эоцена к верхнему мелу.

Несмотря на то, что месторождение находилось длительное время в разработке, до конца не изучены строение порового пространства и фильтрационно-емкостная характеристика продуктивного пласта. Особенностью месторождения является нетипичное обводнение скважин, расположенных в сводовой части залежи. Предполагается, что продуктивный пласт в сводовой части залежи имеет разветвленную сеть трещин вертикальной направленности.

Изучение кернового материала позволило провести качественную интерпретацию ГИС, изучить направления трещин. Учет основных закономерностей трещиноватости, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства пласта коллектора, необходим для надежного прогнозирования, подсчета запасов и разработки залежей углеводородов. Информация о направленности трещин позволит разработать конструкцию скважин сложного профиля (наклонные или горизонтальные) с повышенной суточной производительностью [14, 15]. Для литологического расчленения пород, выделения проницаемых интервалов, определения структуры порового пространства использовался волновой акустический каротаж. На керновом материале проводились прямые методы исследований трещиноватости, которые являются наиболее достоверными и информативными среди прочих методов [1, 9, 12].

Изменение литологического состава и структуры пластов, наличие трещин и каверн, изменение пористости наглядно отображаются с помощью электрического микросканирования. Характеристики микротрещин изучались по шлифам (оптико-микроскопический метод, метод капиллярного насыщения горных пород люминесцирующими жидкостями). Макротрещины избирательно развивались по более густой сети микротрещин и составляют вместе с ними единую систему, подчиняющуюся общим закономерностям развития. В лабораторных условиях параметры макротрещин изучались на полноразмерном керне.

Комплексный подход, включающий на общем этапе результаты аэрокосмогеологических исследований (АКГИ) или сейсморазведки, информацию о структурах и тектонике региона, на этапе детализации – результаты исследований трещиноватости по ориентированному керну и скважинной геофизики, позволил получить достоверную картину деформированного состояния пород.

В качестве объекта для захоронения промышленных сточных вод рассматривался водоносный горизонт свиты «Г» чокракских отложений выработанной нефтяной залежи месторождения. На рис.3, а показана структурная карта по кровле свиты «Г» чокракских отложений, на рис.3, б – геологический профильный разрез по линии 1-1.

По кровле песчаной свиты «Г» чокракского горизонта структура представляет собой сильно вытянутую брахиантклиналь асимметричного строения вследствие нарушенности юго-западного крыла надвигом. Юго-западное крыло характеризуется крутым залеганием слоев (до 80-90°) в присводовой части и в поднадвиге структуры и резко выполаживается при переходе в смежную синклиналь. Северо-восточное крыло структуры пологое (20-25°), но резко вздымается до 50-60° к своду.

Общая толщина чокракского горизонта составляет 1000-1050 м. Продуктивными являются пласти свиты «Г», сложенной чередованием кварцевых песчаников с прослойми глин общей толщиной от 280 до 320 м. Всего в этой свите выделяются 22 пласта, толщина которых меняется от 3-5 до 30-50 м. Промышленные залежи нефти приурочены к I, II, V, XV, XVII, XIX, XX и XXI песчаным пластам. Залежи расположены на небольшой глубине (360-780 м) и относятся к типу пластовых сводовых. Вследствие неоднородности литологического состава песчаных пластов наблюдаются значительные колебания пористости (от 10 до 28 %) и проницаемости (от  $5 \cdot 10^{-3}$  до  $600 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ).

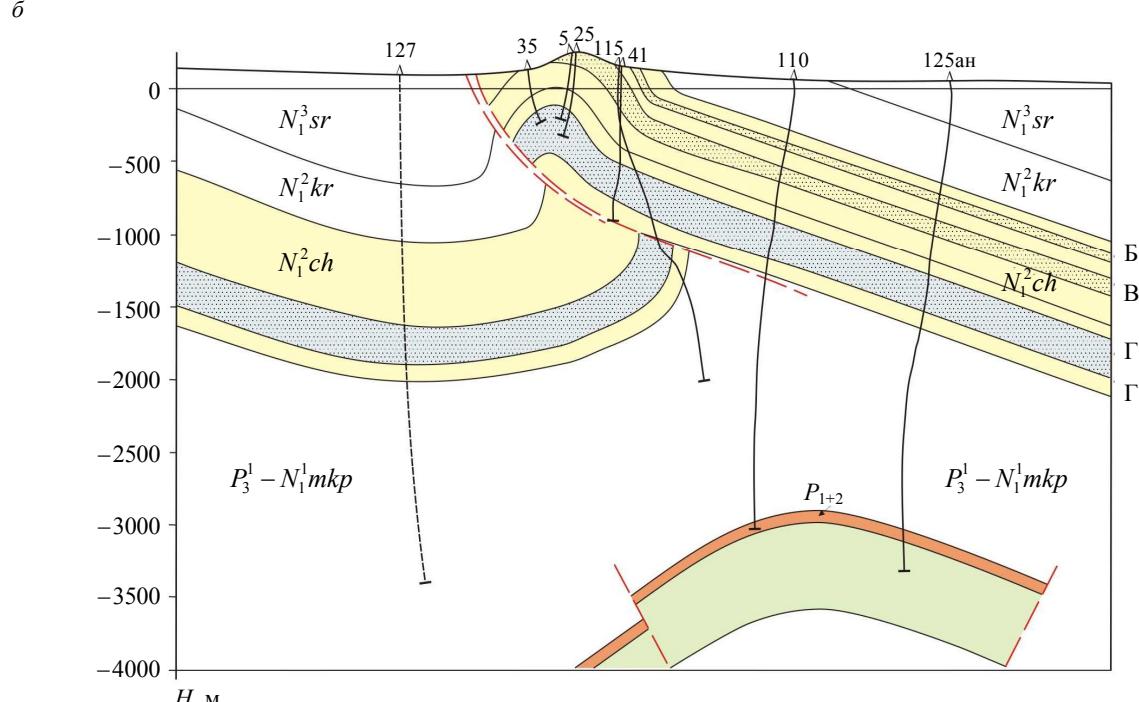
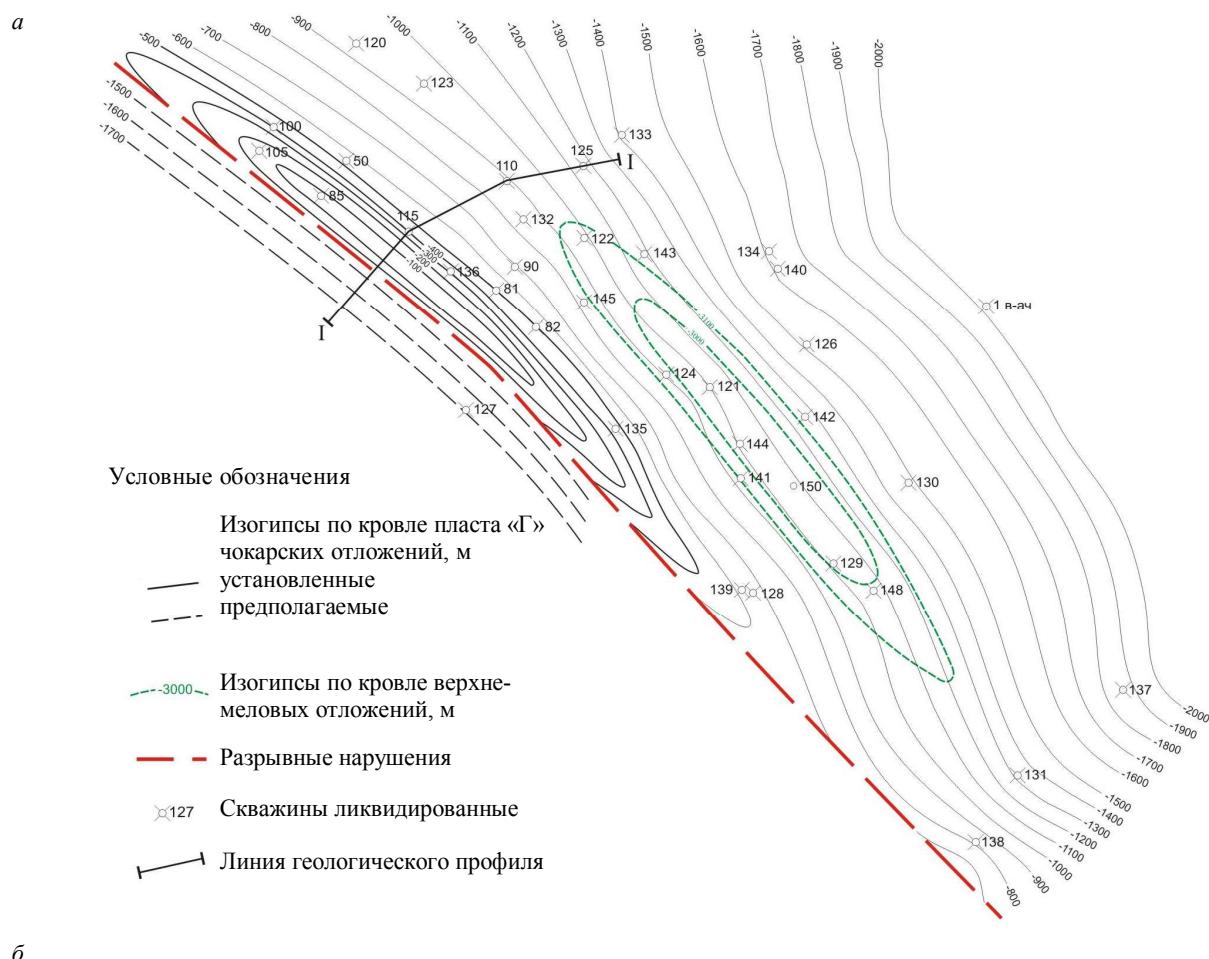


Рис.3. Геологическая модель ИНГКМ по чокракским отложениям:  
а – структурная карта поверхности свиты «Г» чокракских отложений; б – геологический профильный разрез I – I

Плотность нефти 0,867-0,875 г/см<sup>3</sup>, содержание парафинов 4,45 %, смол от 6,13 до 8,62 %, асфальтенов от 0,73 до 1,85 %, содержание легких фракций не превышает 30 %. Вместе с нефтью в ряде скважин получен газ, вероятно находившийся в растворенном состоянии. Газ метановый (12,1-94,5 %), содержание тяжелых углеводородов от 0,6 до 32,6 %, углекислого газа – от 0,2 до 0,8 %, кислорода – до 1,6 %. Воды продуктивных пластов свиты «Г» гидрокарбонатно-натриевого типа хлоридной группы, слабо минерализованные, с глубиной наблюдается увеличение их общей минерализации.

Создаваемое ПР в ИНГКМ предполагается эксплуатировать в условиях проявления газового режима. Термобарические условия чокракских отложений на глубине 1200 м предполагают влагосодержание равное, 1,5 кг/1000 м<sup>3</sup>. Объем конденсационной воды за период отбора составит 900 м<sup>3</sup>, а при суточной производительности до 14 млн м<sup>3</sup> – 21 м<sup>3</sup>/сут. В результате опробования скважин установлено, что водоносность верхнемеловых отложений в значительной степени зависит от коллекторских свойств пород. Наибольшие притоки воды получены в скважинах, вскрывших верхнемеловые отложения в сводовой части структуры, намного меньшие притоки получены в скважинах, расположенных на ее погружении. Это явление, по аналогии с соседними месторождениями, можно объяснить различной трещиноватостью пород, степень которой к перегибу складки увеличивается. По этой причине в пределах месторождения зафиксированы самые разнообразные притоки пластовой воды, колеблющиеся от 3-4 м<sup>3</sup>/с на крыльях структуры до 345 м<sup>3</sup>/с в присводовой части. Нередко с водой выделяется газ. Характер минерализации пластовых вод указывает, что в гидрогеологическом отношении воды выделенных областей являются типичными для зон застойного режима. Они высокоминерализованы, в них почти отсутствует бром и йод (45,55-67,4 и 13,2-20,8 мг/л соответственно).

Область питания подземных вод располагается на юго-западе от ИНГКМ, в районе выхода верхнемеловых отложений на дневную поверхность. Область разгрузки подземных вод в районе ИНГКМ отсутствует. Здесь верхнемеловые отложения погружены на значительную глубину, покрыты непроницаемой покрышкой из майкопских глин, которые препятствуют перетоку пластовых вод в вышележащие отложения. Если допустить миграцию пластовых вод при плохих коллекторских свойствах известняков к области разгрузки, то область разгрузки следует искать далеко на севере и северо-востоке, где меняется литологический состав покрывающих пород и становится возможной перемещение вод в вышележащие горизонты.

Таким образом, геологические предпосылки района ИНГКМ говорят о возможном существовании водонапорного режима в верхнемеловой толще. Однако сильная тектоническая нарушенность складок западной антиклинальной зоны и области предгорий, где существуют продольные нарушения типа взбросов и надвигов, захватывающих всю толщину покрова, позволяет сомневаться в существовании прямой гидродинамической связи верхнемеловых отложений, слагающих складки восточной антиклинальной зоны, с выходами этих отложений на дневную поверхность.

По результатам бурения скважин уточнены высота залежи и объем пород, которые, соответственно, составили 258 м и 1190,4 млн м<sup>3</sup>. Для оценки положения текущего ГВК и емкостных характеристик пласта построены графики накопленного объема пород и извлекаемых запасов газа в функции высоты залежи. Согласно этим данным накопленному отбору газа (973 млн м<sup>3</sup>) соответствует положение ГВК на отметке –3117 м.

Зеркало текущего ГВК принимается горизонтальным, так как длительный период консервации залежи, подпор контурных вод, развитость вертикально направленных трещин и большая разница в плотности и вязкости газа и воды способствовали выравниванию ГВК. Рассчитанной отметке не противоречит характер обводнения эксплуатировавшихся с наиболее высоких отметок скважин.

Динамика отборов газа, конденсата, воды представлена в табл.2, 3. Анализируя динамику показателей разработки залежи в целом, можно сделать выводы: залежь эксплуатировалась шестью скважинами; отборы газа по скважинам полностью зависели от сроков ввода их в эксплуатацию; из первой скважины отобрано 68,7 % газа от всей добычи из залежи, следующая скважина добыла 18,5 %; из двух скважин отобрано 87,2 % газа или 73,9 % активных запасов залежи; из введенных позже четырех скважин – 12,8 % (от 0,4 до 6,3 % на скважину) или 10,9 % запасов (0,3-5,4 %).

Таблица 2

Динамика отбора газа, конденсата и воды ИНГКМ

Год	Отбор			КГФ, г/м <sup>3</sup>	B <sub>r</sub> , г/м <sup>3</sup>	Накопленная добыча				КГФ, г/м <sup>3</sup>	B <sub>r</sub> , г/м <sup>3</sup>			
	Газ, млн м <sup>3</sup>	Конденсат, тыс.т	Вода, тыс.м <sup>3</sup>			Газ, млн м <sup>3</sup>	Конденсат		Газ и конденсат, млн м <sup>3</sup>	Вода, тыс.м <sup>3</sup>				
							тыс.т	млн м <sup>3</sup>						
2009	55,0	3,5	0,0	63,9	0,0	55,0	3,5	0,4	55,4	0,0	63,9			
2010	80,7	5,2	0,0	64,8	0,3	135,6	8,7	1,1	136,7	0,0	64,4			
2011	109,4	7,1	1,8	64,8	16,1	245,1	15,8	1,9	247,0	1,8	64,6			
2012	165,6	9,8	50,3	59,2	303,7	410,7	25,6	3,1	413,8	52,1	62,4			
2013	190,7	8,8	36,6	46,2	191,8	601,4	34,4	4,1	605,5	88,7	57,3			
2014	173,8	8,6	69,9	49,2	401,9	775,2	43,0	5,2	780,4	158,5	55,5			
2015	128,6	5,8	133,2	45,0	1035,6	903,8	48,8	5,9	909,7	291,7	54,0			
2016	46,4	2,4	193,2	50,9	4165,7	950,2	51,1	6,1	956,4	484,9	53,8			
2017	16,1	0,5	137,0	32,9	8530,5	966,3	51,7	6,2	972,5	621,9	53,5			
2018	1,6	0,0	21,2	0,0	13054,2	967,9	51,7	6,2	974,1	643,1	53,4			
2019	3,9	0,103	4,5	26,4	1153,8	971,8	51,8	6,2	978,0	647,6	53,3			

Таблица 3

Динамика отбора газа, конденсата, воды и изменение КГФ в скважинах ИНГКМ

Газ, млн м <sup>3</sup>	Конденсат, тыс. т	Вода, тыс. м <sup>3</sup>	Отбор		Q <sub>ср.сут</sub> , м <sup>3</sup> /сут	B <sub>r</sub> , г/м <sup>3</sup>	КГФ, г/м <sup>3</sup>
			Газ	Конденсат			
Скважина 1							
55,0	3,5	—	224	0	63,9		
80,7	5,2	0,0	221	0	64,8		
99,0	6,6	1,6	271	16	67,1		
121,3	6,6	2,8	332	23	54,7		
146,3	6,5	5,9	401	40	44,7		
84,3	3,6	29,3	231	348	42,9		
54,8	1,8	65,7	150	1199	32,2		
17,4	0,9	94,8	48	5453	49,1		
8,1	0,2	89,6	22	11106	26,7		
0,7	—	11,5	2	16078	0,0		
Скважина 2							
10,4	0,4	0,2	130	19	42,6		
44,3	2,5	24,0	121	542	56,6		
16,9	0,6	28,5	46	1690	36,1		
20,0	1,1	1,3	55	66	53,8		
58,5	3,3	14,0	160	240	56,1		
20,5	1,3	47,8	56	2327	62,4		
7,8	0,3	46,2	21	5917	38,8		
0,9	—	9,7	2	10681	0,0		
Скважина 3							
21,6	1,3	2,1	108	98	61,8		
16,3	1,1	15,8	45	973	64,8		
4,7	0,5	8,7	13	1844	108,3		
4,6	0,1	10,3	13	2221	21,5		
0,2	0,0	1,2	0	6500	61,1		

Примечание. Q<sub>ср.сут</sub> – среднесуточный дебит газа, м<sup>3</sup>/сут; B<sub>r</sub> – влажность газа, г/м<sup>3</sup>;  
 КГФ – конденсатогазовый фактор, г/м<sup>3</sup>.

Динамика показателей разработки залежи определялась показателями эксплуатации скважины. С началом падения добычи из скважины начали снижаться и годовые отборы по залеже. Снижение добычи носило интенсивный характер, что было вызвано обводнением скважин.

Начальное пластовое давление, приведенное к отметке середины этажа газоносности, составило 41,4 МПа, пластовая температура – 135 °С, градиент температуры – 3,6 °С/100 м. В процессе

разработки пластовое давление снизилось до 26,5 МПа. Анализ динамики изменения пластового давления показывает, что давление в залежи четко реагирует на изменение отборов, свидетельствуя о том, что залежь является единым гидродинамическим коллектором.

В начальный период разработки, когда отборы газа не превышали 100 млн м<sup>3</sup> в год, темп падения давления был незначительным, удельные отборы пластовой жидкости оставались на одном уровне, меняясь в пределах 0,3-0,4 млн м<sup>3</sup>/МПа. В этот период было добыто 35,8 % запасов газа, пластовая вода в продукции скважин отсутствовала, пластовое давление уменьшилось на 6 МПа. Упругие силы газа и водоносной области почти компенсировали падение пластового давления.

С увеличением годовых отборов увеличивался темп падения давления, выросли удельные отборы, скважины интенсивно обводнялись за счет активного внедрения в залежь контурных вод (табл.4). Энергия газа в водоносной области не компенсировала падение пластового давления.

Таблица 4

**Результаты замера пластового давления в скважинах ИНГКМ**

Номер скважины	Глубина замера, м	Отметка глубины замера, м	Пластовое давление, МПа			Плотность смеси на глубине замера, г/м <sup>3</sup>
			Глубина замера	Середина фильтра	Середина начального этажа газоносности	
1	3166	3090,7	40,25	39,95	40,41	0,287
2	3300	3206,4	38,7	39,53	38,64	0,102
3	3000	2915,3	33,95	36,56	34,53	0,257
4	3200	3087,6	35,96	37,02	36,01	0,081
5	2900	2818,7	30,58	34,88	33,87	1,027
6	2130	2050,	27,34	39,85	39,38	1,120

Установлено, что с уменьшением добычи газа из-за обводнения скважин снижался темп падения давления, начиналась его стабилизация. В последние годы разработки ИНГКМ пластовое давление установилось на уровне 26-27 МПа. После прекращения добычи пластовое давление начало увеличиваться и через определенный период оно восстановилось почти до начального уровня. Доминирующее значение в режиме залежи приобретает напор вод водоносной области. Полученные данные показали, что за 30 лет консервации давление в верхнемеловой залежи восстановилось почти до начального и составляет 36,8-39,4 МПа.

**Заключение.** Установлено, что наиболее емкими коллекторами на месторождении являются верхнемеловые отложения, промыщенная нефтегазоносность которых связана с песчаниками чокракского горизонта неогена и фораминиферовыми слоями палеогена, к которым приурочены нефтяные залежи, и карбонатными отложениями верхнего мела, включающими газоконденсатную залежь.

После изучения кернового материала проведена качественная интерпретация ГИС, исследованы направления трещин, которые позволяет разработать конструкцию скважин сложного профиля (наклонные или горизонтальные) с повышенной суточной производительностью при создании ПР.

По результатам промысловых материалов установлено, что из-за различной трещиноватости пород, степень которой к перегибу складки увеличивается, водоносность верхнемеловых отложений в значительной степени зависит от коллекторских свойств пород. Наибольшие притоки воды получены в скважинах, вскрывших верхнемеловые отложения в сводовой части структуры, намного меньшие притоки были получены в скважинах, расположенных на ее погружении.

Установлено, что обводнение скважин приводит к снижению добычи газа с одновременным снижением темпа падения давления, в последующем происходит его стабилизация. После прекращения добычи газа наблюдается рост пластового давления и его восстановление до уровня начального. Доминирующее значение в режиме залежи приобретает напор вод водоносной области, что необходимо учесть при выборе структуры для размещения ПР, эксплуатирующихся в режиме «закачка – отбор».

Естественные породные массивы, окружающие подземный резервуар, являются практически непроницаемыми для хранения закачиваемых продуктов, а слагающие их горные породы – прочными, устойчивыми, обеспечивающими надежность сооружения и эксплуатируемых емкостей (герметичность, прочность и долговечность).

Геологические показатели и промысловые данные ИНГКМ позволили определить возможность оптимального способа создания ПР на данной структуре и оценить его эффективность при эксплуатации.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Ашихмин С.Г. Экспериментальные и теоретические исследования трещинной проницаемости коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения / С.Г.Ашихмин, Ю.А.Кашников, С.Ю.Якимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 2. С. 36-41.
2. Гарайшин А.С. Основные критерии выбора пласта-аккумулятора для захоронения промышленных стоков Карапурского подземного хранилища газа / А.С.Гарайшин, Г.Н.Рубан // Георесурсы. 2010. № 4. С. 26-29.
3. Гасумов Р.А. Выделение и оценка фильтрационно-емкостных параметров глинистых коллекторов // Наука. Инновации. Технологии. 2018. № 2. С. 115-126.
4. Гасумов Р.А. Обоснование нефтегазонасыщенной толщины и проницаемости нижнемайкопских глинистых коллекторов (на примере месторождений Северного Кавказа) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т. 13. № 3. С. 7.
5. Гасумов Р.А. Особенности разработки малых месторождений (на примере газоконденсатных месторождений Северного Кавказа) // Записки Горного института. 2016. Т. 220. С. 556-563. DOI: 10.18454/PMI.2016.4.556
6. Гасумов Р.А. Причины отсутствия притоков пластовых флюидов при освоении скважин малых месторождений (на примере хадум-баталашинского горизонта) // Записки Горного института. 2018. Т. 234. С. 630-636. DOI: 10.31897/PMI.2018.6.630
7. Грачева О.Н. Геологические предпосылки создания ПХГ на базе нефтяных месторождений РФ / О.Н.Грачева, Н.Б.Зинова // Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы / ВНИИГАЗ. М., 2003. С. 101-110.
8. Исаева Н.А. Исследование максимально допустимого давления нагнетания попутного газа в пласты-коллекторы временных подземных хранилищ / Н.А.Исаева, А.А.Михайловский // Газовая промышленность. 2011. № 4. С. 55-57.
9. Семенов Е.О. Изучение литологического состава глинистых пород – новый метод оценки герметичности покрышек при создании газохранилищ в водоносных пластах / Е.О.Семенов, О.Г.Семенов // Наука и техника в газовой промышленности. 2004. № 3-4. С. 18-20.
10. Ямалетдинова А.А. Особенности создания подземных хранилищ газа в истощенном месторождении / А.А.Ямалетдинова, Г.Е.Коробков // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Материалы Международной научно-практической конференции; УГНТУ. Уфа, 2012. С. 90-94.
11. Dong M. Methane Pressure-Cycling Process With Horizontal Wells for Thin Heavy-Oil Reservoirs / M.Dong, S.Huang, K.Hutchence // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2006. № 88500-PA. DOI: 10.2118/88500-PA
12. Khan G. Experimental Studies of Carbon Dioxide Injection for Enhanced oil Recovery Technique / G.Khan, S.Rudyk, E.Sogaard; Aalborg University Esbjerg. Esbjerg, 2009. 72 p.
13. Shukla M.K. Miscible Displacement in Porous Media: Theoretical Evaluation / M.K.Shukla, S.Klepsch, W.Loiskandl // Die Bodenkultur. 1999. Vol. 50/2. P. 93-109.
14. Utilizing the Value of Continuously Measured Data / J.Holland, C.Oberwinkler, M.Huber, G.Zangl // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2004. № 90404. DOI: 10.2118/90404-MS
15. Yang Jian Ping. Numerical determination of strength and deformability of fractured rock mass by FEM modeling / Yang Jian Ping, Chen Wei Zhong, Yang Dian Sen, Yuan Jing Qiang // Computers and Geotechnics. 2015. Vol. 64. P. 20-31.

**Авторы:** Р.А.Гасумов, д-р техн. наук, первый заместитель генерального директора, Priemnaya@scnipigaz.ru (АО «СевКавНИПИгаз», Ставрополь, Россия), Э.Р.Гасумов, канд. экон. наук, доцент (Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан), Ю.С.Минченко, канд. техн. наук, начальник лаборатории, MinchenkoYS@scnipigaz.ru (АО «СевКавНИПИгаз», Ставрополь, Россия).

Статья поступила в редакцию 20.12.2019.

Статья принята к публикации 11.06.2020.