

Н.А. Гульяева, зав. лабораторией физико-химического анализа Тюменского отделения «СургутНИПИнефть»; **О.В. Фоминых**, к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ ТюмГНУ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА. УЧЕТ ПРОРЫВНОГО ГАЗА В ОБЩЕМ ОБЪЕМЕ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

Представлен метод оперативного аудита и подсчета прорывного газа в скважину. В рамках компьютерного моделирования на основании замеров текущего газосодержания нефти проводится мониторинг прорывов газа и определение его типа. Метод рекомендован для расчета объемов нефти и газа с целью их учета на сложнопостроенных залежах.

Ключевые слова: нефть, прорывной газ, энергетический потенциал, растворенный газ, аудит.

В настоящее время в связи с нарастающим кризисом мировых энергоресурсов на углеводородной основе особое значение приобретает рациональное использование энергетического потенциала каждого из видов топлив, учитывая индивидуальные особенности его состава и свойств для достижения конечной цели – приращения выхода полезной энергии.

Мировая добыча нефти в настоящее время составляет около 3,8 млрд т в год, попутно добываемого газа – 300 млрд м³ в год. Таким образом, по скептическим оценкам мировых аналитиков, при нынешних темпах потребления разведанных запасов нефти хватит примерно на 40 лет, неразведанных – еще на 10–50 лет. Также растет и потребление нефти и газа, за последние 35 лет оно выросло на 50%.

В связи с изменившейся ситуацией на рынке энергоресурсов и возрастанием роли попутно добываемого растворенного газа (ПНГ) в реализации общемирового энергетического потенциала наблюдается экспансия со стороны контролирующих органов в области ужесточения требований к учету ресурсов и добываемых объемов ПНГ, а также эффективности недропользования в сфере его утилизации.

Попутно добываемый нефтяной газ представляет собой смесь углеводородов (УВ) преимущественно парафи-

новых, нормального и изо-строения, в меньшей степени – нафтенового и в незначительных количествах ароматического рядов. В нем присутствуют в различных количествах компоненты неуглеводородного происхождения (азот, диоксид углерода, сероводород и др.). Поскольку при движении нефти в пласте в стволе скважины и в нефтепромысловых коммуникациях давление падает постепенно, то количество и состав выделяющейся газовой фазы непрерывно меняется. Отбираемые совместно с нефтью легкие газовые компоненты отделяются от жидкости с целью обеспечения безопасной транспортировки нефти, придания ей стабильных характеристик, по которым производится оценка ее объемов и полезности.

Ранее считалось, что утилизация попутно добываемого нефтяного газа – дорогостоящее и во многих случаях эконо-

мически неоправданное мероприятие. Практически во всех нефтедобывающих странах попутный газ сжигался и сжигается при отсутствии экономических стимулов его утилизации. С целью соблюдения требований по охране окружающей среды утилизация нефтяного газа зачастую производится за счет средств от основной деятельности. Извлекаемый совместно с нефтью попутный нефтяной газ не являлся целевым сырьевым продуктом, его добыча нестабильна и непрогнозируема. Его утилизация зачастую экономически нецелесообразна и проводится в ущерб экономике предприятия.

Во многом это связано с тем, что сбор и подготовка нефти по схеме «куст скважин → ГЗУ, первая и вторая ступени сепарации на ДНС, УПН → товарный резервуар → узел учета» предполагает отвод газа 1-й ступени сепарации при давлении 0,3–0,7 МПа, которое

Таблица 1. Распределение продукции скважин по энергетической ценности

Наименование продукта	Коэффициент (К)
Растворенный в газ (1 тыс. м ³)	1,44
Природный газ (сеноман) (1 тыс. м ³)	1,15–1,16
Нефть сырая	1,43
Моторные топлива (мазут топочный)	1,43
Дизельное топливо	1,45
Автомобильный бензин	1,49
Керосин	1,47

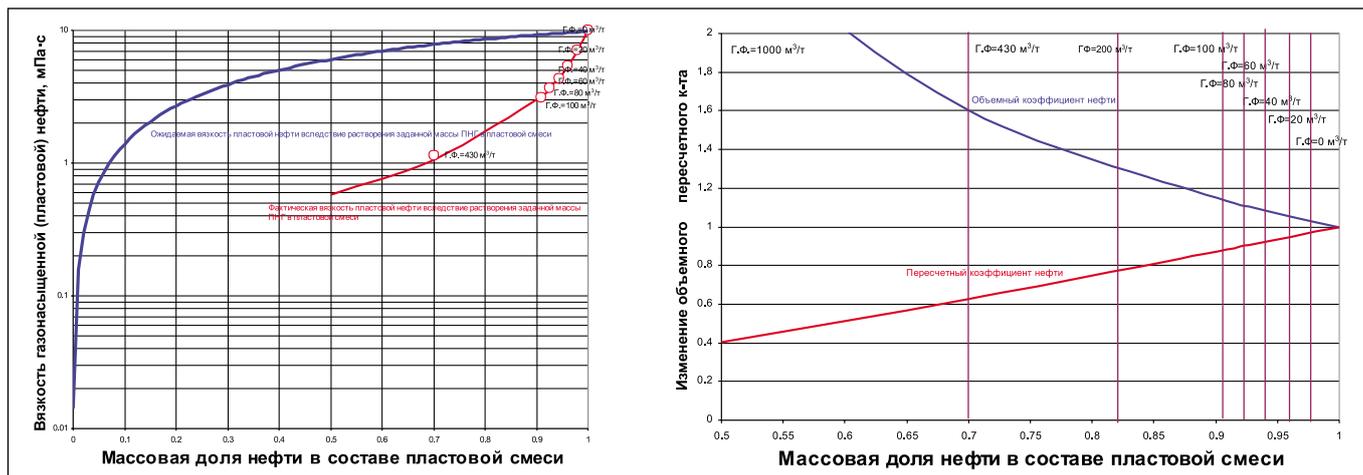


Рис. 1. Влияние растворенного газа на характер перераспределения запасов

обеспечивает бескомпрессорное транспортирование газа потребителю. Доля газа 1-й ступени сепарации в общем объеме ПНГ составляет от 0,65 до 0,90 в зависимости от состава. При этом газ конечных ступеней сепарации (КСУ), отбираемый при пониженных давлениях, не считался сырьевым продуктом и сжигался на факелах. Существующие технологические схемы сбора нефти и газа имеют следующие недостатки: многочисленные потери сепаратного и затрубного газа, а также газа из скважин и различных промысловых установок на факел, потери энергии при дросселировании, особенно в пунктах регулирования и распределения газа. Известна рациональная схема сбора газа, исключающая перечисленные недостатки. Так как сжатие газа на нефтегазоперерабатывающих заводах и при транспортировке является дорогостоящим процессом, то необходимо вести сбор газа на промыслах при мак-

симально возможном высоком давлении. Представленная трехступенчатая схема сбора газа применима для больших месторождений углеводородного сырья с различными уровнями рабочих давлений с энергетическими и газоперекачивающими агрегатами на базе газотурбинных двигателей. Продиктованная общемировой экономической ситуацией необходимость в повышении эффективности утилизации ПНГ должна осуществляться с учетом индивидуальных особенностей ПНГ как полезного ископаемого, включая наряду с количественным учетом его добываемого объема также и аспекты изменения состава и фазового состояния при варьировании термобарических условий от пластовых до атмосферных. В определении ПНГ фактически ассоциированы две УВ-системы с различным характером фазового состояния и степенью влияния на процесс добычи нефти, объединенных лишь собственно

приуроченностью к этому процессу, – это растворенный в нефти газ или смесь растворенного газа и газа из «газовой шапки», добываемого через нефтяные скважины. Поэтому для практической реализации текущих проектных решений разработки нефтегазовых месторождений в первую очередь следует обеспечить дифференцированный учет добытых углеводородов при совместном отборе через нефтяные скважины. В качестве решения этой задачи при участии специалистов ТО «СургутНИПИ-нефть» разработаны и внедрены временные методические рекомендации по учету добычи углеводородов при разработке газонефтяных и нефтегазовых месторождений. По определению газ «газовых шапок» – природный газ, находящийся в начальных пластовых условиях в газообразном фазовом состоянии в повышенных частях структуры «газовых шапок» над нефтяной частью

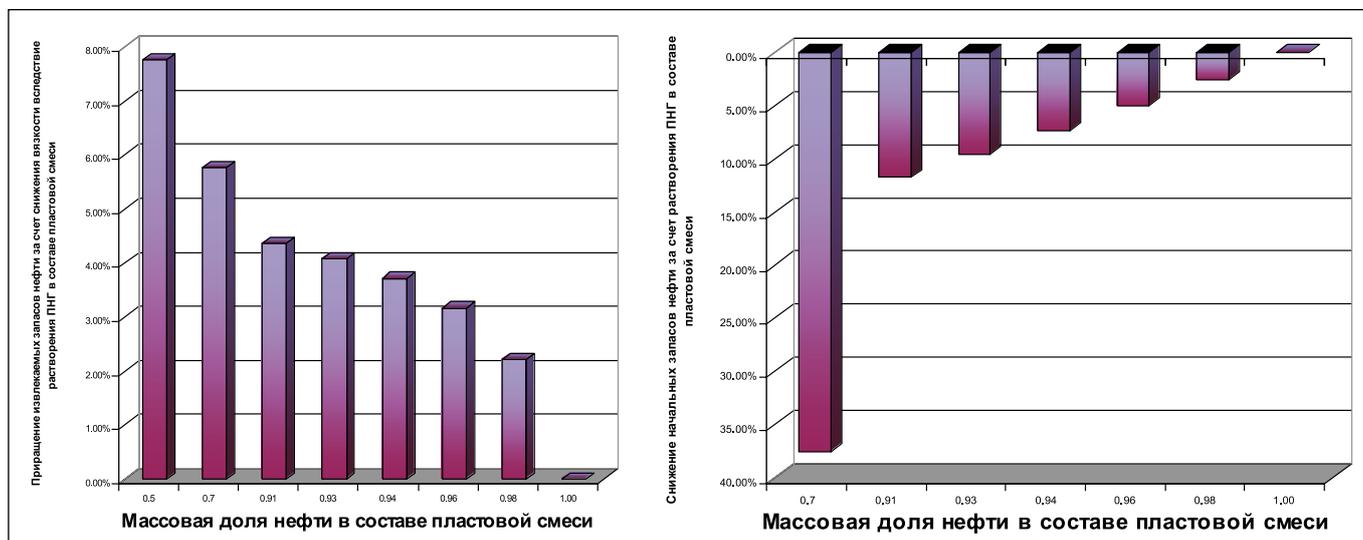


Рис. 2. Перспективы задействования ПНГ в производстве полезной энергии (к общему объему добываемой продукции)

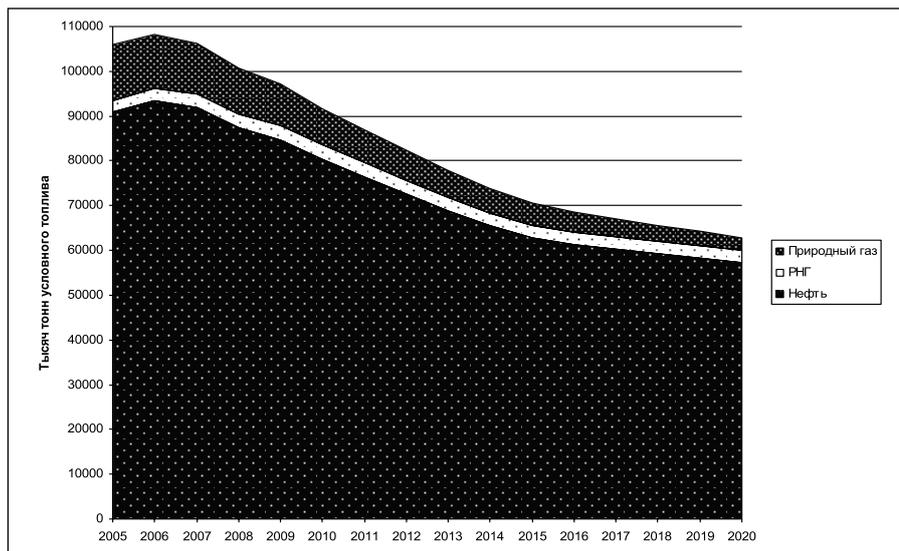


Рис. 3. Характер распределения потенциального энергетического баланса продукции скважин по месторождениям ОАО «Сургутнефтегаз» на территории Западной Сибири

залежи. На месторождениях и в прилегающих к ним районах, где выделены «газовые шапки», имеют место прорывы газа в нефтяную часть залежи, что негативно влияет на процесс добычи нефти. Поэтому требования регламентирующих документов, основанных на принципе справедливого (в экономическом смысле) изъятия у недропользователей дифференциальной ренты, обусловленной объективными различиями природных факторов, влияющими на себестоимость добычи, должны исходить из предпосылок, рассматривающих газ «газовых шапок», насыщающих природные резервуары как изначально негативный (усложняющий) фактор.

В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ МЕСТО РАСТВОРЕННОГО ГАЗА В РЯДУ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, СЛЕДУЕТ ОТМЕТИТЬ:

- отсутствие его как фазы (т.е. фактическое отсутствие по части определения, относящейся к понятию «газ») в залежи при начальных пластовых условиях;
- образование его как фазы при снижении давления ниже давления насыщения нефти газом, что снижает объемный выход жидкости в системе «резервуар – поверхность», уменьшает фазовую проницаемость пласта по нефти, приводит к образованию техногенных «газовых шапок» и предповерхностных неконтролируемых грифоновых скоплений;

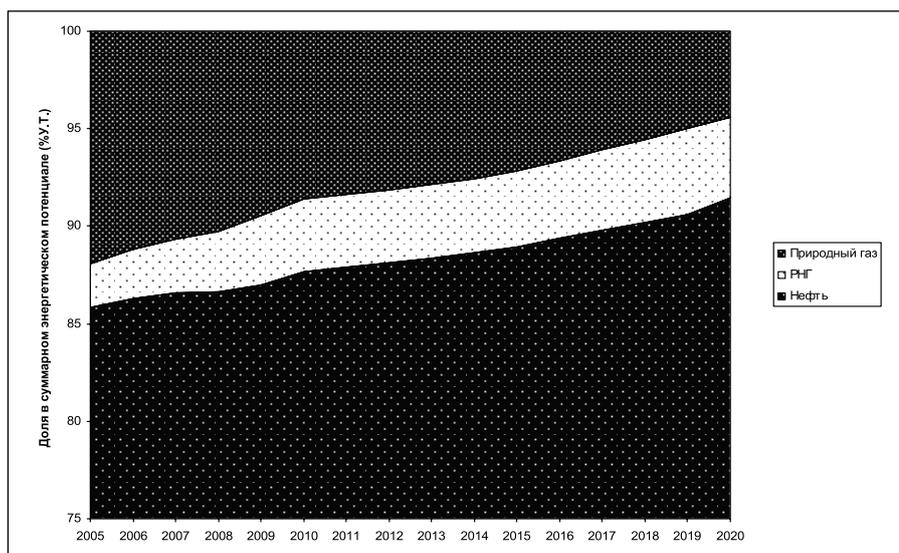


Рис. 4. Дифференциация продукции скважин по вкладам в суммарный энергетический потенциал по месторождениям ОАО «Сургутнефтегаз» на территории Западной Сибири

• содержание в его составе в растворенном состоянии (газовой фазе) после отделения от нефти большого количества потенциально жидких углеводородов $C_{5+выш.}$, что опять-таки снижает объемный выход жидкости в системе «резервуар – поверхность», провоцирует выпадение капельной жидкости при транспорте в системе обустройства месторождений.

На рисунке 1 продемонстрировано влияние растворенного газа на характер перераспределения запасов горючих полезных ископаемых в нефтяной залежи. С одной стороны, растворение достаточно малых (в массовом соотношении количеств растворенного в нефти газа) приводит к существенному (от ожидаемого) снижению вязкости пластовой смеси, что в конечном счете обеспечивает увеличение КИН. Этот факт хорошо известен из теории жидкостей и газов: добавление в систему менее вязкого компонента снижает вязкость всей гомогенной системы в гораздо большей степени, чем это ожидается от введения заданной массы компонента. На этом принципе основан разработанный в НИО физико-химии ТО «СургутНИПИнефть» метод расчета и приготовления моделей пластовой нефти заданной вязкости для экспериментов по определению вытеснения, где вместо ПНГ используется петролейный эфир, который наряду с тем, что удобен в использовании, т.к. является жидкостью при стандартных условиях, обеспечивает фактическое снижение вязкости пластовой нефти, обусловленное растворением в нефти газа в широком диапазоне изменения термобарических (пластовых) условий (РД 5753490-021-2000). С другой стороны, с ростом газового фактора уменьшается пересчетный коэффициент нефти, снижая ее начальные запасы. Этот факт является отрицательным с точки зрения объемов выхода стабильных (жидких) углеводородов (нефти) и необходимости переработки значительных объемов газа относительно низкого давления и высокой степени насыщенности конденсатом (потенциально жидких УВ). Частично решение этой проблемы лежит в области оптимизации существующих схем подготовки нефти.

Распределение продукции скважин по энергетической ценности, полученное путем перевода калорийности в тон-

ны условного топлива, представлено в таблице 1. Расчет проводился по формуле:

$$T \text{ У.Т. (тонна условного топлива)*} = \text{масса продукта (т)} \times K.$$

Для сравнения в таблице 1 приведены показатели других продуктов, получаемых на основе природных углеводородных систем.

Перспективы задействования ПНГ в производстве полезной энергии для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» в Западной Сибири и для новых площадей на территории Восточной Сибири и НАО представлены на рисунке 2. Как следует из представленных зависимостей приращения энергетического потенциала по дифференцированным вкладам в суммарном объеме продукции скважин, доля ПНГ относительно невелика (по сравнению с нефтью – менее 20%). Наиболее обоснованные перспективы использования ПНГ – обеспечение внутренней потребности в тепловой и электрической энергии в пределах нефтегазодобывающих промыслов – в качестве топлива для котельных, ГТУ для приводов электрогенераторов и центробежных насосов, газотурбинных газоперекачивающих агрегатов (ГГПА) для транспорта газа по газопроводу и т.п.

Если наличие газа «газовых шапок» предполагает достаточно постоянный вклад, то рост энергетического потенциала ПНГ будет обеспечиваться в основном за счет увеличения добычи растворенного газа. Практически по всем эксплуатационным объектам, не сопряженным с «газовыми шапками», выявляется рост добычи ПНГ по сравнению с «подсчетными» параметрами, хотя имеющиеся данные по глубинным пробам не дают для этого достаточных оснований, тем более что основная часть глубинных проб отобрана и исследована на начальном этапе освоения залежей, т.е. на стадии относительно низкой обводненности.

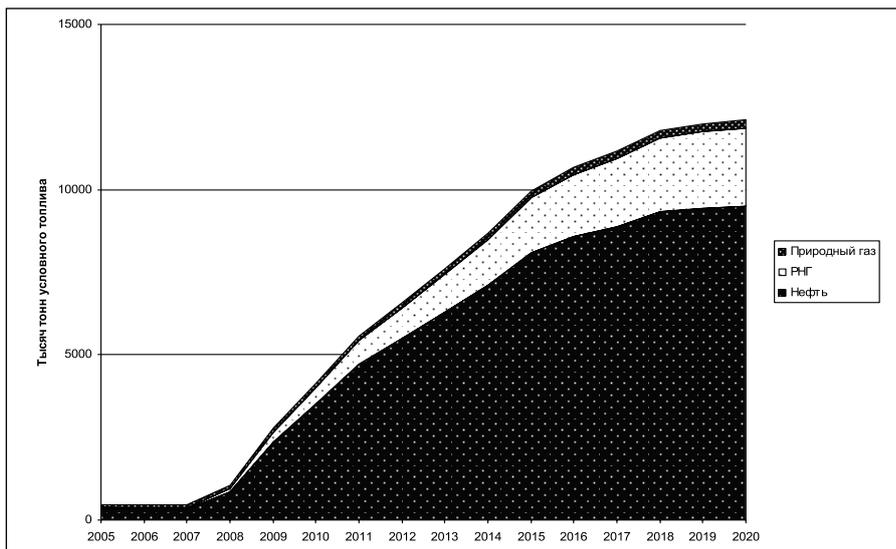


Рис. 5. Характер распределения потенциального энергетического баланса продукции скважин по новым площадям (Восточная Сибирь, НАО) на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз»

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ПРИЧИН РОСТА ГАЗОВОГО ФАКТОРА ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО В КАЧЕСТВЕ ВОЗМОЖНЫХ ПРИЧИН МОЖНО РАССМАТРИВАТЬ СЛЕДУЮЩИЕ:

1. Внутрипластовое разгазирование в призабойной зоне и в горизонтальных скважинах, оснащенных ЭЦН. При снижении забойного давления ниже давления насыщения в пласте будет на-

капливаться выделившийся газ (включая газ остаточной нефти), а затем прорываться к добывающим скважинам по отдельным пропласткам. Выделение газа происходит даже при кратковременном снижении давления независимо от последующего роста пластового и забойного давления, поскольку время выхода газа из раствора в пористой среде на несколько порядков ниже

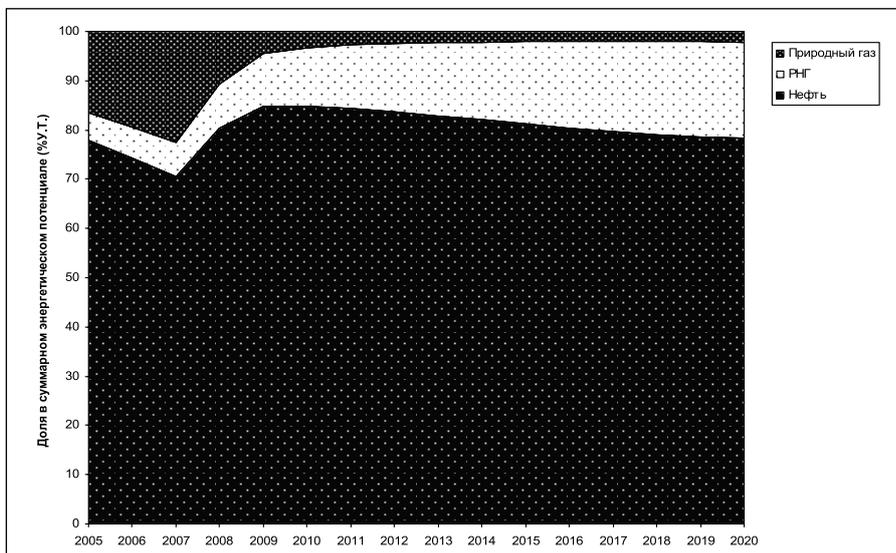


Рис. 6. Дифференциация продукции скважин по вкладам в суммарный энергетический потенциал по новым площадям (Восточная Сибирь, НАО) на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз»

* Условное топливо – единица учета тепловой ценности топлива, применяемая для сопоставления различных видов топлива. Принято, что теплота сгорания 1 кг твердого (жидкого) У.Т. (или 1 м³ газообразного) – 29,3 МДж/кг (7000 ккал/кг). Для пересчета натурального топлива в условное применяется calorific equivalent \mathcal{E}_k , величина которого определяется соотношением низшей теплоты сгорания конкретного рабочего топлива (Q_i^l) к теплоте сгорания условного $\mathcal{E}_k = Q_i^l / 29,3$. Перевод натурального топлива в условное производится умножением количества натурального топлива на calorific equivalent $V_u = V_n \cdot \mathcal{E}_k$, где V_u и V_n – количества условного и натурального топлив. Более высокая зольность и влажность добываемых топлив уменьшает величину calorific equivalent. Значение calorific equivalent принимают в среднем: для нефти – 1,44; природного газа – 1,16; торфа – 0,4; кокса – 0,93. В некоторых странах применяют другие единицы У.Т. Во Франции в качестве У.Т. принято топливо, имеющее либо низшую (27,3 МДж/кг, или 6500 ккал/кг), либо высшую теплоту сгорания – 28,3 МДж/кг (6750 ккал/кг). В США и Великобритании в качестве У.Т. принимают единицу, равную 10¹⁸ брит. тепловых единиц (36 млрд т У.Т.).

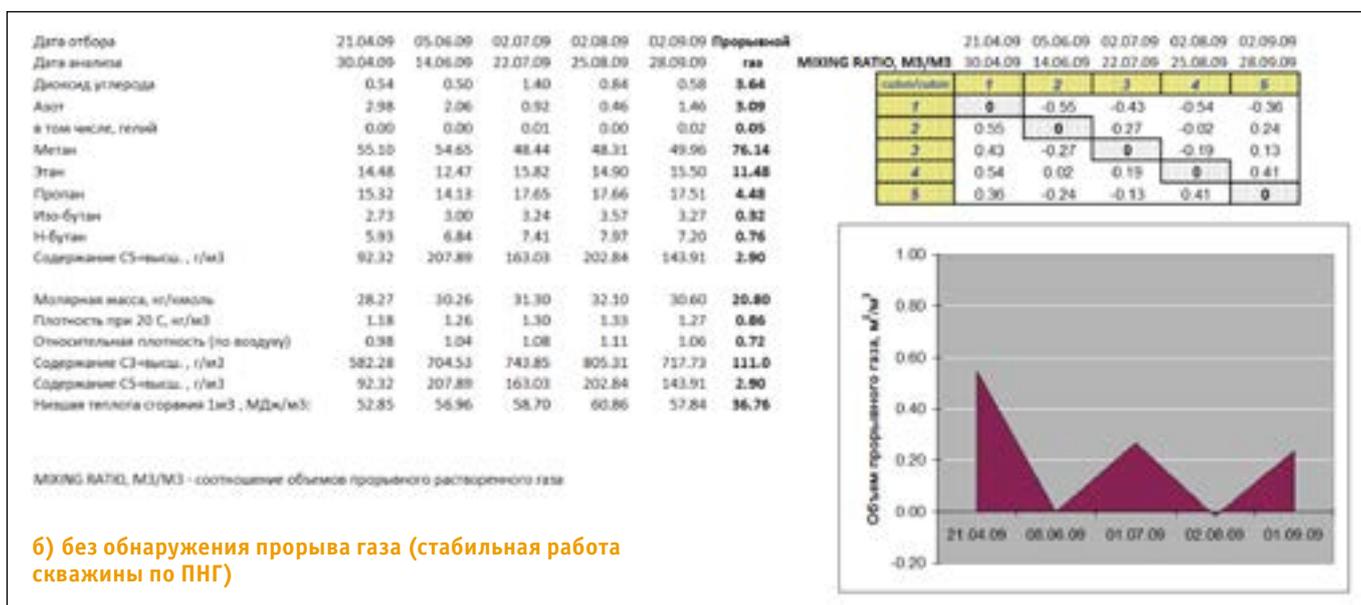
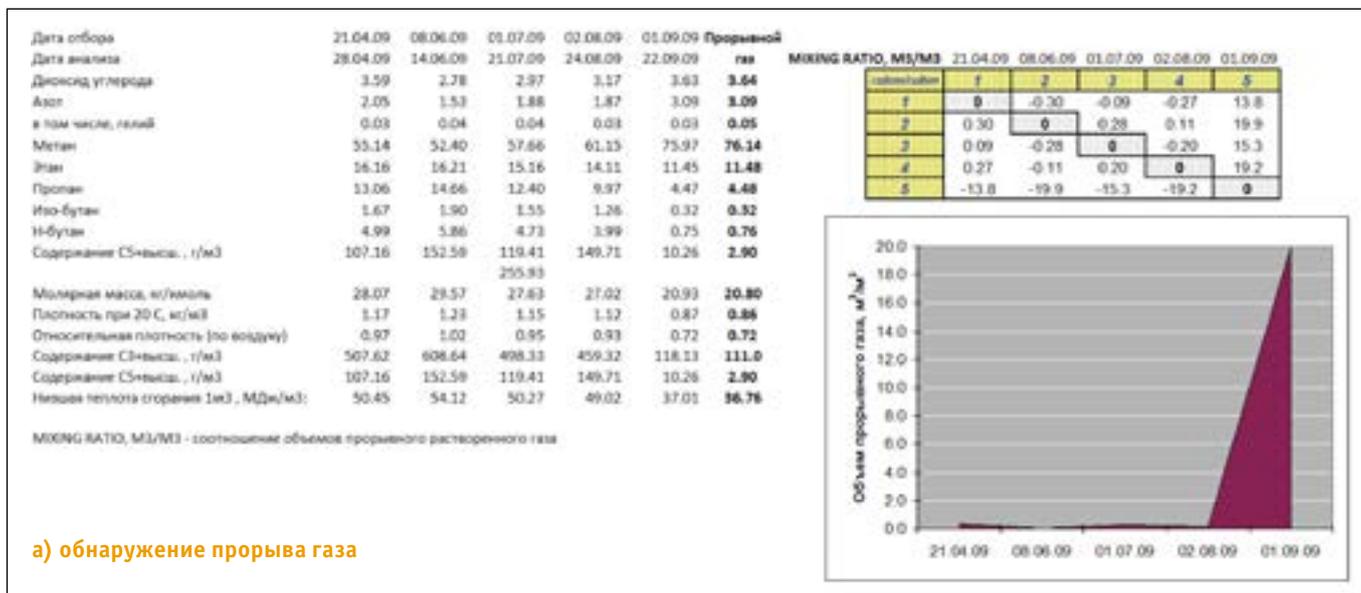


Рис. 7. Пример использования оперативного мониторинга для учета прорывов газа в скважинах

времени обратного растворения газа в нефти.

2. Некоторый прирост фактического газового фактора можно обосновать изменением условий сепарации продукции скважин: сейчас подготовка нефти на Хиттерах ведется при температурах до 50–55 °С, а ранее температуры подготовки не превышали 40 °С.

3. Поступление газа, растворенного в добываемой воде: по выполненной оценке, в воде в зависимости от термобарических (пластовых) условий при многократном контакте с нефтью может быть растворено от 1 до 2,5–2,7 м³/м³ газа, что при обводненности до 90–93% оказывается существенной величиной с точки зрения выносимых объемов газа; причем, поскольку подготовленная закачиваемая вода

дегазирована перед закачкой, то в процессе ее циркуляции в пласте отмечается диффузионный массоперенос компонентов УВ-жидкости (особенно метана, азота, CO₂) до достижения состояния насыщения со снижением фактической подвижности остаточной нефти. Воздействию воды подвергаются все участки продуктивного пласта, в разрезе которого продвигается нагнетаемая вода, лишенная газовых компонентов или недостаточно насыщенная ими. Если первичное насыщение закачиваемой воды газом происходит в зоне остаточной нефти, то по мере продвижения к контуру ВНК газонасыщенность воды может приблизиться к предельному значению для заданных термобарических условий, и вытесняемая подвижная нефть остается с газо-

содержанием, близким к начальному. Тем не менее рост обводненности обязательно сопровождается изменением характеристик нефти на поверхности, вызванных перераспределением летучих газовых компонентов между водой и нефтью.

В связи с изложенными факторами уже на данном этапе требуется аудит фактического газосодержания нефти и сопоставление текущих объемов добываемого ПНГ с проектными. Для этого ведутся работы по отбору и анализу глубинных проб в рамках разработанных программ, предусматривающих мероприятия, направленные на повышение качества контроля ресурсов газа по НГДУ.

Другое направление исследования предусматривает использование устье-

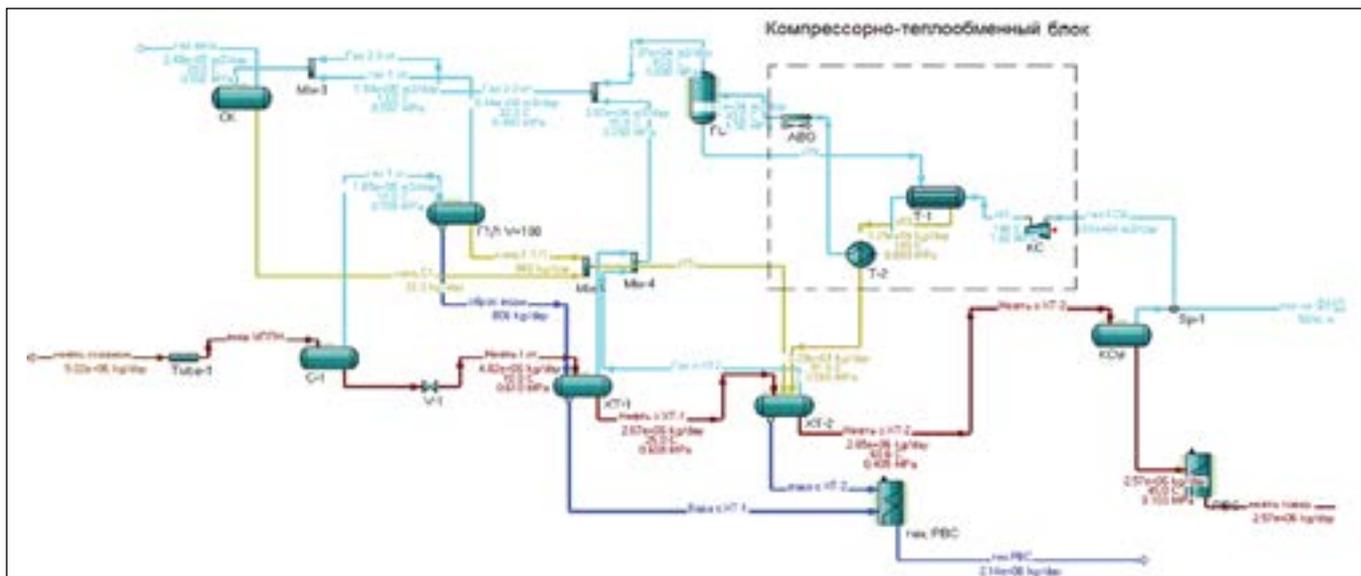


Рис. 8. Оптимизированная схема с применением теплообменной аппаратуры для использования энергии компримирования на нагрев III ступени сепарации и КСУ

вых пробоотборных устройств, позволяющих направлять поток или отбирать часть потока газожидкостной смеси в сепаратор, где происходит разгазирование этой смеси, с последующим определением объемов газовой и жидкой фаз. В процессе измерений возможен отбор проб газа и жидкости для последующей рекомбинации пластовой смеси с использованием специальной аппаратуры высокого давления. Однако эти методы сопряжены с высокими трудозатратами и не обеспечивают достаточного охвата скважин исследованием.

Поэтому особую актуальность приобретает создание методов оперативного контроля, позволяющих отслеживать динамику работы отдельных скважин и контроля прорывов газа, вызванных наличием «газовой шапки» в пределах залежи, влиянием газа затрубного пространства на динамический уровень в скважине или критическим падением давления в воронке ниже давления насыщения нефти газом, что особенно характерно для месторождений с неразвитой системой ППД или ее отсутствии.

В отделе физико-химии пластовых систем ТО «СургутНИПИнефть» был создан алгоритм расчета, позволяющий контролировать устойчивость работы скважин по газу на основании анализа устьевых проб газа, отобранных через приблизительно равные промежутки времени. Метод основан на представлении суммарного состава устьевого газа, обусловленного влиянием двух

составляющих – состава растворенного в нефти газа и прорывного газа и их соотношения на текущий период (дату отбора проб).

Для расчета доли прорывного газа в скважине значения концентрации *i*-го компонента в газе, отобранном из скважины в *j*-й промежуток времени, сопоставлялись с составами растворенного и прорывного газа соответственно:

$$\sum_i (v_i^j)^2 = \left[\frac{(v_i^{раств} V_{раств} + v_i^{прорыв} V_{прорыв})}{(V_{раств} + V_{прорыв})} \right]^2 \rightarrow \min, \quad (1)$$

где v_i^j – объемная доля компонента в газе;

$V_{раств}$ – добываемый объем растворенного в нефти газа;

$V_{прорыв}$ – добываемый объем прорывного газа;

i – номер компонента;

j – номер замера.

Операция минимизации суммы квадратов разностей этих значений позволяет рассчитать минимум, соответствующий определенному объемному соотношению растворенного сухого и прорывного газа.

В таблице 2 приведены примеры расчетов с определением прорывов газа по составу устьевого газа. Для проведения расчетов в качестве состава растворенного в нефти газа выбирается состав текущего газа (на период замера) по определенному критерию. Сущность критерия выбора заключается в попарном сопоставлении составов газа, решая (1) относительно объема прорывного газа на 1 объем растворенного газа, и анализе генерированной

матрицы объемов смешения. Элементами матрицы смешения являются: по столбцам – решения (1) по времени отбора, по строкам – решения (1) с использованием в качестве растворенного газа текущего (на время отбора) состава газа.

0	V_{12}	V_{13}	...	V_{1n}
V_{21}	0	V_{23}	...	V_{2n}
V_{31}	V_{32}	0	...	V_{3n}
...
V_{k1}	V_{k2}	0

где $V_{ij} \in (i=j) = 0, V_{ij} = -V_{ji}$.

Наибольшее количество неотрицательных элементов в строке указывает на то, что выбранный состав газа близок (до погрешности) составу растворенного в нефти газа.

Состав прорывного газа оценивается с помощью покомпонентной экстраполяции в динамике отборов и термодинамического моделирования с привлечением данных об изменении термобарических условий от пластовых до измеренных на устьевой арматуре. Обычно состав прорывного газа близок к составу газа, выделяющегося в точке насыщения нефти газом при определенных *P* и *t*.

На 1 м³ растворенного газа приходится 0,55 м³ прорывного газа. При газовом факторе растворенного газа 39 м³/т текущий газовый фактор (с учетом прорывного газа) составляет 60 м³/т. Наряду с работами, направленными на аудит ресурсов газа, проводятся иссле-

Таблица 2.

Компонентный состав газа	Растворенный газ	Прорывной газ	Смешение	Текущий газ (на дату отбора проб)	Отклонение
Диоксид углерода	2,78	3,64	3,09	3,17	-2,6%
Азот	1,53	3,09	2,09	1,87	10,6%
в т.ч. гелий	0,04	0,05	0,04	0,03	20,4%
Метан	52,40	76,14	60,81	61,15	-0,6%
Этан	16,21	11,48	14,53	14,11	2,9%
Пропан	14,66	4,48	11,05	9,97	9,8%
Изобутан	1,90	0,32	1,34	1,26	5,7%
Н-бутан	5,86	0,76	4,05	3,99	1,5%
Содержание C5+вышш., г/м ³	152,59	2,90	99,6	99,7	-0,1%
					-2,6%
Молярная масса, кг/кмоль	29,57	20,80	26,47	27,02	10,6%
Плотность при 20 °С, кг/м ³	1,23	0,86	1,10	1,12	20,4%
Относительная плотность (по воздуху)	1,02	0,72	0,91	0,93	-0,6%
Содержание C3+вышш., г/м ³	609	111	432	459	2,9%
Содержание C5+вышш., г/м ³	152,6	2,9	100	149,7	9,8%
Низшая теплота сгорания 1 м ³ , МДж/м ³ :	54,1	36,8	48	49,0	5,7%
м ³ /м ³ – соотношение объемов прорывного растворенного газа		0,55			
		м ³ /м ³	Разность квадратов отклонений (1)		
	1	0,10	1605,1		
	1	0,30	354,0		
	1	0,50	11,6		
min→	1	0,55	1,6		
	1	0,70	78,2		

дования, позволяющие оптимизировать ныне существующие схемы подготовки нефти с целью повышения коэффициента утилизации ПНГ.

В настоящее время на узлах сбора и подготовки нефти ОАО «Сургутнефтегаз» внедряются установки газа для извлечения из ПНГ пропан-бутановой фракции с производительностью по сырью от 15 до 40 млн м³/год и установки переработки газа КСУ для подготовки ПНГ к транспорту в промышленных условиях на ЦПС и переработке образовавшегося конденсата номинальной производительностью по сырью 50 млн м³/год.

В целях утилизации ПНГ конечных степеней сепарации на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» предлагается осуществить строительство блочно-модульных комплексов по его переработке, где в качестве сырья используется

ПНГ с выхода компрессорных установок с давлением до 2,5 МПа.

При этом сухой отбензиненный газ предполагается использовать в качестве топливного газа для ГТЭС и других собственных нужд промысла, стабилизированный конденсат, выделенный из газа, – реализовывать или закачивать в товарную нефть.

На стадии выполнения проектных работ необходимо выяснить параметры качества получаемых продуктов, а именно: гарантированную возможность использования сухого отбензиненного газа в качестве топливного газа для ГТЭС и смешения стабилизированного конденсата с товарной нефтью без ухудшения характеристик последней по давлению насыщенных паров (ДНП) в соответствии с требованиями нормативов по приему-сдаче нефти на узлах учета.

Для принципиальной схемы подготовки и объемов подготавливаемой продукции, характерных для большинства УППН (табл. 3), повышение коэффициента утилизации газа КСУ достигается введением в газовую линию сепаратора КСУ компрессорно-теплообменных блоков для повышения давления с практически атмосферного (0,11–0,15 МПа) до 1,6 МПа (абс.) и последующей подачи газа в газопровод. Температура газа на выходе компрессора КС (при адиабатическом КПД, равном 0,8) ожидается около 145–160 °С. Потребляемая мощность компрессоров для заданного объема газа составит 150–200 кВт (рис. 8). Технологические расчеты показывают, что оптимальное давление компримирования для перекачиваемых объемов составляет не более 1,5–1,6 МПа. Повышение давления на выходе компрессора не улучшает технологические показате-

Таблица 3. Приращение энергетических показателей за счет вовлечения дополнительных ресурсов ПНГ после оптимизации типичной схемы УПН

Суточные показатели	До оптимизации	После оптимизации	Приращение, %
Выход газа ГТЭС, тыс. м ³	200	>245	25
Выход товарной нефти, тыс. т	2565,9	2566,1	0,01
ДНП нефти, мм рт. ст.	492	442	-10,16
Потери газа на факелах, тыс. м ³	51	<1	-98,0
Коэффициент утилизации ПНГ	0,73	>0,95	>23
Энергия* от полного сгорания газа на ГТЭС, кВт · ч	2445856	2908836	18,9
Энергия**, потребляемая на компримирование газа КСУ, кВт · ч	0	3792	100
Энергия* от полного сгорания газа на ГТЭС за вычетом энергии, потребляемой на компримирование, кВт · ч	2445856	2905044	18,8
Производство тепловой энергии, кВт · ч/сут. (КПД=0,8)	1956685	2324035	18,8
Производство электрической энергии, кВт · ч/сут. (КПД=0,25)	611464	726261	18,8

* Включая тепловую и электрическую составляющие.

** Предполагаемая мощность компрессора – 158 кВт, адиабатический КПД – 0,8, подъем давления с 0,14 до 1,6 МПа для перекачки ~3000 м³/ч.

тели подготовки продукции, увеличивая при этом потребляемую мощность компрессора и тепловую нагрузку на АВО, тем самым неоправданно повышая энергозатраты.

Для рассматриваемого УППН расчет по оптимизированной схеме показал ожидаемую дополнительную выработку тепловой энергии 367 МВт·ч/сут., или приращение выработки электрической энергии 115 МВт·ч/сут. за счет вовлечения газа КСУ при условии полной пере-

работки газа на ГТЭС, что составляет практически 1/5 часть от варианта без использования газа КСУ.

Кроме того, с помощью оптимизационной схемы при росте выхода жидкости наблюдается снижение ДНП товарной нефти с практически предельного значения 490 до 440 мм рт. ст. Суммарный объем жидкой продукции (товарной нефти) незначительно увеличился за счет возврата газоконденсата в товарную нефть. Расхожее мнение о необра-

тимом повышении ДНП нефти в процессе смешения нефти с конденсатом здесь несостоятельно, т.к. снижение ДНП достигается перераспределением легких УВ между газовой и жидкой фазами, при этом метан и этан, обладающие максимальным ДНП, уносятся паровой фазой, а пропан-бутановая фракция преобладает в растворенном (жидком) состоянии. Это достигается за счет оптимизации термобарических условий в процессе подготовки нефти на УППН.

Литература:

1. Аржанов Ф.Г., Вахитов Г.Г., Евченко В.С. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири. – М.: Недра, 1979. – 335 с.
2. Арутюнов Ю.И. Хроматографическое измерение состава нефтяных газов. – М.: Недра, 1987. – 263 с.
3. Амерханов И.М. Методы и аппаратура для исследования пластовых нефтей и газов. Обзорная информация – М.: ВНИИОНГ, 1978. – 54 с.
4. Дубов А.И., Стрешинский И.А., Рынский М.А., Парукова Г.И. Газосодержание нефти как фактор, контролирующий формирование ее жидкой фазы и соотношений между углеводородами внутри легких алканов и циклоалканов // Интерпериодика. – 2000. – № 11. – С. 1226–1231.
5. Крикунов В.В. Исследования закономерностей компонентно-фракционного и химического состава пластовых нефтей // Сб. Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI. – Тюмень: СИБНИИП, 2000. – Ч. 2. – С. 150–154.
6. СТО «Главтюменнефтегаз» «Расчет состава и свойств нефти, газа и воды нефтяных месторождений «Главтюменнефтегаз». – Тюмень: СИБНИИП, 1984.

Associated gas

N.A. Gulyaeva, Chief, Physical and Chemical Analysis Laboratory of Tyumen department of SurgutNIPIneft; **O.V. Fominykh**, Dr.-Ing., associate professor of the Department of Oil and Gas Fields Development and Operation of the Tyumen State Oil and Gas University

Energy potential of associated oil gas. measurement of the breakthrough gas in the total volume of the well production

Method of online audit and calculation of breakthrough gas into the well is presented. Within the computer modeling on the basis of measurements of the current oil gas content, gas breakthroughs are monitored and its type is determined. The method is recommended for calculation of oil and gas volumes for the purpose of their measuring in deposits of complicated structure.

Keywords: oil, breakthrough gas, energy potential, dissolved gas, audit.

References:

1. Arzhanov F.G., Vakhitov G.G., Yevchenko V.S. and others. Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoi Sibiri (Development and operation of oil fields in Western Siberia). – Moscow: Nedra, 1979. – 335 p.
2. Arutyunov Yu.I. Khromatograficheskoe izmerenie sostava neftyanykh gazov (Chromatographic measurement of oil gases composition). – Moscow: Nedra, 1987. – 263 p.
3. Amerkhanov I.M. Metody i apparatura dlya issledovaniya plastovykh neftei i gazov (Methods and devices for oil and gas in place testing). Background information. – Moscow: VNIIONG, 1978. – 54 p.
4. Dubov A.I., Streshinskiy I.A., Rynskiy M.A., Parukova G.I. Gazosoderzhanie neftei kak faktor, kontroliruyutshiy formirovanie ee zhidkoi fazy i sootnosheniya mezhdu uglevodorodami vnutri legkikh alkanov i tsikloalkanov (Oil gas content as a factor controlling its liquid phase formation and ratio between hydrocarbons inside of light alkanes and cycloalkanes) // Interperiodika. – 2000. – № 11. – P. 1226–1231.
5. Krikunov V.V. Issledovaniya zakonomernostey komponentno-fraktsionnogo i khimicheskogo sostava plastovykh neftei (Research of consistent patterns of oils in place component-fraction and chemical composition) // Collected works State, problems and main directions of the oil industry development in the XXI century. – Tyumen: SIBNIINP, 2000. – Part 2. – P. 150–154.
6. Glavtyumengas STO «Расчет состава и свойств нефти, газа и воды нефтяных месторождений «Главтюменнефтегаз» («Calculation of oil, gas and water composition and properties of oil fields of Glavtyumengas»). – Tyumen: SIBNIINP, 1984.