

*Деряев А. Р. к.т.н.,
старший научный сотрудник,
Научно-исследовательский институт
природного газа ГК «Туркменгаз»,
г. Ашгабат, Туркменистан*

ВЫБОР МЕТОДА ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ И УСКОРЕННОЙ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Аннотация: В статье на основании лабораторных исследований дается обоснование области применения, эффективности, надежности и возможности максимального извлечения запасов нефти из многопластовых нефтегазовых горизонтов с большой глубиной залегания, сложенных слабосцементированными породами. А также представлена методика по проектированию газлифтных подъемников, включая расстановку пусковых и рабочих клапанов, в соответствии со стандартными, с учетом свойств пластовых флюидов и проектируемых дебитов скважин.

В значительной мере газовые пласты по площади перекрывают нефтяные, что создает благоприятные условия для осуществления метода одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) нефтегазовых объектов одной скважиной. Так как в большинстве открываемых месторождений содержится по несколько продуктивных пластов или горизонтов, от правильного выделения объектов зависит, в первую очередь, число сеток эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также дебиты, допустимые депрессии, себестоимость добычи тонны

нефти и другие показатели; следовательно, объем материальных затрат по разбурированию и эксплуатации месторождения.

По результатам проведенных исследований выполнено обоснование выбора внутрискважинных оборудований с учетом необходимости осуществления одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).

Ключевые слова: кривизна, подъемные трубы, начальное давление, динамика давления, забойное давление, удельный расход, газлифтный клапан, пластовый флюид.

Deryaev Annaguly Rejepovich, c.t.s,
Senior Researcher,
Scientific Research Institute of Natural Gas
of the State Concern „Turkmengas”

THE CHOICE OF A METHOD OF DUAL COMPLETION EXPLOITATION FOR INCREASED PRODUCTION AND ACCELERATED DEVELOPMENT OF MULTI-LAYER DEPOSITS

Abstract: Based on laboratory studies, the article substantiates the scope of application, efficiency, reliability and the possibility of maximum extraction of oil reserves from multi-layer oil and gas horizons with a large depth of occurrence, composed of weakly cemented rocks. The methodology for the design of gas lift lifts, including the arrangement of starting and working valves, in accordance with standard ones, taking into account the properties of reservoir fluids and projected well flow rates, is also presented.

To a large extent, gas formations overlap oil formations by area, which creates favorable conditions for the implementation of the method of dual completion (DC) of oil and gas facilities by one well. Since most of the

discovered fields contain several productive layers or horizons, the number of grids of production and injection wells, as well as flow rates, permissible depressions, the cost of producing tons of oil and other indicators depend primarily on the correct allocation of objects; consequently, the amount of material costs for drilling and operation of the field.

Based on the results of the conducted research, the justification of the choice of downhole equipment was carried out, taking into account the need for dual completion (DC).

Key words: curvature, lifting pipes, initial pressure, pressure dynamics, downhole pressure, specific flow rate, gas lift valve, reservoir fluid.

На месторождении Алтыгуйы проявляется ряд геолого-промысловых, природно-климатических и технологических факторов, которые характеризуют работу скважин как эксплуатацию в осложненных условиях.

По состоянию на 01.01.2014г. эксплуатация нефтяного горизонта НК-9 осуществляется 24 скважинами, из которых в 23 отбирают нефть фонтанным способом, в 1 - газлифтным.

Основными особенностями, осложняющими эксплуатацию нефтяных скважин данного месторождения являются:

- большие глубины залегания продуктивных пластов находящихся в диапазоне 3603 - 3740 метров;
- с годами суточный дебит жидкости изменяется от 60 до 43 тонн.
- высокие начальные давления резко падают, соответственно снижается уровень жидкости в скважинах;
- начальное пластовое давление (652 кгс/см^2);
- эксплуатация скважин при давлениях ниже давления насыщения;
- высокие значения газового фактора ($540\text{-}220 \text{ м}^3/\text{т}$);

- кривизна и искривление столбов скважин;
- нефтяные пласты обладают резкой степенью цементации от плотных песчаников и алевролитов до рыхлых песков и алевролитов, что приводит к пескопроявлению;
- добываемая нефть высокопарафинистая;
- коэффициенты продуктивности колеблются в широких пределах;
- расчетная глубина ввода газа в подъемник газлифтных скважин от устья на текущий момент составляет 2000м, эта глубина будет расти и достигнет до 3500м.

Выбор механизированных способов добычи нефти на месторождении Алтыгуйы осуществляется с учетом вышеперечисленных факторов. Помимо них учитываются также рельефные климатические условия, межремонтные периоды, наличие парафина и механических примесей в извлекаемой жидкости, надежность оборудования, необходимость обслуживающего персонала и ремонтной техники, простота обслуживания в процессе механизированной добычи нефти, добывные возможности, потребность в энергетических ресурсах [1].

Месторождение Алтыгуйы - многопластовое. По характеру насыщения отмечается наличие чисто нефтяных залежей, чисто газовых залежей и газовых залежей с нефтяными оторочками. По большинству залежей смешанный режим характеризуется преобладанием энергии выделяющегося из нефти газа и проявлением активности контурных вод на более позднем этапе разработки. При условиях, когда с нефтяных пластов добывается жидкость, требуется добыча газа, который служит рабочим агентом.

Проектом разработки не предусматривается поддержание пластового давления, в связи с чем эксплуатация залежей будет осуществляться при непрерывном падении пластового давления, снижении статических уровней жидкости в скважинах и увеличении высоты ее подъема.

В работах [2, 3], на основании исследований лаборатории дается обоснование области применения, эффективности, надежности и возможности максимального извлечения запасов нефти из многопластовых нефтегазовых горизонтов с большой глубиной залегания, сложенных слабосцементированными породами. В указанных работах приведены критерии выбора рациональных способов механизированной добычи нефти. А также в статье рассмотрена возможность использования различных способов механизированной добычи нефти применительно к условиям месторождения Алтыгуйы.

Анализ условий применения эжекторного насоса. Нецелесообразность использования эжекторных насосов объясняется, тем, что интервал залегания продуктивных пластов очень глубокий. Глубина спуска эжекторных насосов составляет 1000-2000 метров, при местах приема продукции объем свободного газа должен быть выше 50-70%. Скважины месторождения Алтыгуйы не удовлетворяют эти требования.

Анализ условий применения установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН). Основным критерием, обуславливающим нецелесообразность и невозможность применения является большая глубина скважин - от 3600 до 3700м. Максимальная глубина спуска УЭЦН не превышает 1600м. Помимо этого ограничивающего фактора, отмечается также наличие высокого газосодержания в откачиваемой жидкости и планируемые дебиты, которые значительно ниже, чем минимальная производительность УЭЦН. Эти факторы противостоят возможности применения УЭЦН в ограниченном количестве на данном месторождении.

Анализ условий применения установки штангового глубинного насоса (УШГН). В условиях месторождения Алтыгуйы применение УШГН имеет весьма ограниченную область. Однако, УШГН отличается совершенством конструкции, широким ассортиментом выпускаемого

оборудования нормального ряда, а также простотой обслуживания. Установки штанговых глубинных насосов могут быть использованы до глубины 2300 метров и при откачке жидкости со сравнительно небольших глубин. Они уступают по развиваемому напору только гидropоршневым установкам, могут быть эффективно использованы в низкодебитных скважинах до 10 тонн с высокой обводненностью продукции. Ограничивающими факторами их применения являются: высокие газовые факторы, большие глубины, кривизна стволов скважин меньше 7 градусов. С увеличением глубины спуска насоса снижается надежность его работы, увеличивается степень утечек через зазоры, а также сокращается межремонтный период [4].

Современный нормальный ряд приводов глубинного насоса станка-качалки (СК) и скважинных насосов вставного типа (НСВ) позволяют теоретически осуществлять подъем жидкости из глубин 3500м.

Однако, при такой величине спуска насоса, из-за недостаточной эксплуатационной надежности насосных труб и штанг, возникают проблемы, относящиеся к обеспеченности ремонтной базы промыслов.

В условиях месторождений Туркменистана добыча нефти установками УШГН обеспечивается из максимальной глубины, равной 2300м. Из-за влияния различных отрицательных факторов фактическая подача с глубины 2300 м не превышает 5,3 м /сут при коэффициенте подачи не более 0,17.

Таким образом, применение установок УШГН на данном месторождении не может рассматриваться, как перспективное. Кроме низкой производительности, при применении УШГН предвидится нерациональное расходование материальных и энергетических ресурсов в связи с существенным снижением надежности работы оборудования УШГН при откачке жидкости со скважин с пескопроявлением, образованием парафиновых и солевых отложений, обрывах штанг и других

неполадок. По имеющемуся опыту эксплуатации УШГН в таких условиях значительно снижается коэффициент эксплуатации, который по аналогичным месторождениям Туркменистана не превышает 0,7. Исходя из вышеизложенного, применение способа добычи нефти установками УШГН не рекомендуется на данном месторождении.

Анализ условий применения УГПН (погружной поршневой насос с гидроприводом). Блочные автоматизированные установки гидропоршневых насосов (УГПН) предназначены для эксплуатации 2-8 кустовых наклонно-направленных и глубоких скважин (свыше 4000м) с низкими динамическими уровнями (3000м) и с дебитами до 100 м³ /сут. Малогабаритные размеры этих насосов позволяют спускать их в скважины с внутренним диаметром эксплуатационной колонны 117,7-155,3мм.

Принцип действия установки основан на использовании гидравлической энергии жидкости, закачиваемой под высоким давлением по специальному каналу в гидравлический забойный поршневой двигатель возвратно поступательного действия, преобразующий эту энергию в возвратно поступательное движение жестко связанного с двигателем поршневого насоса.

Эти насосы имеют высокий КПД (0,65), который незначительно уменьшается при снижении динамического уровня в скважинах. Отличительная способность гидропоршневых насосов - возможность применения одного и того же агрегата для работы с различными напорами, т.е. вести эксплуатацию скважин с различными глубинами и отбирать жидкость в нужных количествах.

В качестве гидропоршневых установок рекомендуются УГН 25-150-25, УГН 40-25 0-20, УГН 100-200-18.

Для откачки пластовой жидкости из скважин рекомендуются гидропоршневые агрегаты сбрасываемого типа ГН-59-89-10-118, ГН-59-89-25-25, ГН-59-89-40-20.

По своей добывной характеристике, простоте эксплуатации, они полностью удовлетворяют условиям эксплуатации месторождения Алтыгуйы. Однако, на данном этапе применение указанных установок нами не предусматривается. Для их использования необходимо произвести специальные работы с точки зрения выбора рациональных технологических схем применительно к условиям данного месторождения. Необходимо также изучить энергетические технико-экономические показатели, без учета которых выбор рационального способа не может быть осуществлен. Считаем целесообразным их применение на конечном этапе, когда скважины будут эксплуатироваться с обводненностью продукции более 90% и возникает необходимость перевода их с механизированных способов добычи нефти на УГПН [5].

Анализ условий применения УЭВНТ. Установки погружных винтовых электронасосов (УЭВНТ) предназначены для откачки пластовой жидкости повышенной вязкости из нефтяных скважин.

Наиболее эффективна эксплуатация этими установками скважин с низким коэффициентом продуктивности, большим газосодержанием, высокой вязкостью нефти в пластовых условиях.

УЭВНТ выпускают для пластовой жидкости температурой до 70°C, максимальная вязкость которой равна 1-10 м/с, содержание механических примесей не более 0,8 г/л, объемное содержание свободного газа на приеме насоса не более 50%, сероводорода - не более 0,01 г/л.

При эксплуатации установок в условиях отличных от указанных (повышенное содержание мехпримесей, газосодержания, температуры перекачиваемой жидкости, искривление ствола скважин более 17 градусов), ресурс насоса снижается из-за износа рабочих элементов, что ведет к преждевременному выходу его из строя.

На промыслах Туркменистана ведется опытно-промышленное внедрение электровинтовых насосов немецкого производства марки NTZ-

240.ДТ16. Теоретическая подача их составляет 15-30 м³/сут, максимальная глубина спуска 1900 м, объемное содержание свободного газа на приеме насоса не выше 50%.

Практика показала возможность их использования только в вертикальных скважинах и ненадежность, невозможность применения в искривленных скважинах. Фактическая подача насоса не выше 15 м³/сут, нежелательно содержание мехпримесей, из-за низкого качества пластика эластомер быстро выходит из строя (в течение 1-1,5 месяца).

Таким образом, электровинтовые насосы с учетом вышесказанного имеют весьма ограниченную область применения и могут быть использованы на месторождении Алтыгуйы в вертикальных, низкопродуктивных скважинах с динамическим уровнем не ниже 1700м, при пластовой температуре откачиваемой жидкости не выше 70°С и объемном содержании свободного газа на приеме насоса не более 50%.

Анализ условий применения газлифтного способа добычи нефти

На месторождениях Туркменистана, в том числе и Алтыгуйы, широкое применение получил газлифтный способ добычи нефти.

Добывные возможности, а также надежность применения газлифтной эксплуатации показали, что она более эффективна, чем другие способы механизированной добычи.

Условия подъема жидкости в газлифтной скважине, в основном, зависят от параметров самого подъемника, величины давления рабочего агента и параметров пласта. Наибольшую роль играет высота подъема жидкости. На месторождении Алтыгуйы специфическими факторами являются: большая высота подъема, низкие дебиты, увеличение обводненности продукции во времени, наличие ресурсов рабочего агента (газа).

Практика газлифтной эксплуатации на данном месторождении

доказывает целесообразность ее применения как при непрерывном, так и периодическом лифтировании жидкости. С целью наиболее эффективной эксплуатации, скважины с дебитами выше 30 т/сут рекомендуется эксплуатировать непрерывным газлифтом. Скважины, работающие с дебитами ниже 30 т/сут, целесообразно эксплуатировать периодическим газлифтом. В условиях этого месторождения периодический газлифт является наиболее реальным, обеспечивающим проектные объемы добычи до конца разработки месторождения.

При изучении геолого-эксплуатационных характеристик месторождения было выявлено, что нефтяные и газовые пласты, чередующиеся в продуктивных горизонтах, изолированы между собой непроницаемыми прослойками, имеющими сравнительно большие толщины. В значительной мере газовые пласты по площади перекрывают нефтяные, что создает благоприятные условия для осуществления методов одновременно-раздельной эксплуатации нефтегазовых объектов одной скважиной. При этом целесообразно также частично использовать технологию внутрискважинного газлифта, наиболее эффективного способа эксплуатации, не требующего дополнительных капиталовложений.

Многопластовые газоконденсатные месторождения Туркменистана по характеру насыщения отмечаются наличием чисто нефтяных залежей, чисто газовых залежей и газовых залежей с нефтяными оторочками. По большинству залежей смешанный режим характеризуется преобладанием энергии выделяющегося из нефти газа и проявлением активности контурных вод на более позднем этапе разработки.

Проектом разработки не предусматривается поддержание пластового давления, в связи с чем эксплуатация залежей будет осуществляться при непрерывном падении пластового давления, снижении статических уровней жидкости в скважинах и увеличении высоты ее подъема.

На месторождениях Туркменистана, широкое применение получил

газлифтный способ добычи нефти.

Добывные возможности, а также надежность применения газлифтной эксплуатации показали, что она более эффективна, чем другие способы механизированной добычи.

Условия подъема жидкости в газлифтной скважине, в основном, зависят от параметров самого подъемника, величины давления рабочего агента и параметров пласта. Наибольшую роль играет высота подъема жидкости. На месторождении Западной части Туркменистана специфическими факторами являются: большая высота подъема, низкие дебиты, увеличение обводненности продукции во времени, наличие ресурсов рабочего агента (газа).

Практика газлифтной эксплуатации на месторождении Туркменистана доказывает целесообразность ее применения как при непрерывном, так и периодическом лифтировании жидкости. С целью наиболее эффективной эксплуатации, скважины с дебитами выше 30 т/сут рекомендуется эксплуатировать непрерывным газлифтом. Скважины, работающие с дебитами ниже 30 т/сут, целесообразно эксплуатировать периодическим газлифтом. В условиях газоконденсатных месторождений периодический газлифт является наиболее реальным, обеспечивающим проектные объемы добычи до конца разработки.

При изучении геолого-эксплуатационных характеристик месторождения было выявлено, что нефтяные и газовые пласты, чередующиеся в продуктивных горизонтах, изолированы между собой непроницаемыми прослойками, имеющими сравнительно большие толщины. В значительной мере газовые пласты по площади перекрывают нефтяные, что создает благоприятные условия для осуществления методов одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) нефтегазовых объектов одной скважиной. При этом целесообразно также частично использовать технологию внутрискважинного газлифта, наиболее эффективного способа

эксплуатации, не требующего дополнительных капиталовложений.

При выборе режима фонтанирования (диаметра штуцера) необходимо чтобы скважина имела оптимальный дебит при малом газовом факторе, давала меньше воды и песка, фонтанировала спокойно, без больших пульсаций. Только при выполнении этих условий удастся обеспечить наиболее рациональное расходование пластовой энергии и длительное, бесперебойное фонтанирование скважины.

При выборе режима работы фонтанной скважины учитывают также и пластовые условия - близость контурной воды, возможность образования пробки в скважинах, режим самого месторождения и др.

Основными причинами нарушения нормальной работы фонтанных скважин являются запарафинивание фонтанных труб, образование песчаной пробки, разъедание штуцера, забивание штуцера или выкида парафиновыми осложнениями и др [6].

Мероприятия по восстановлению режима эксплуатации скважин проводятся в зависимости от причины, вызвавшей его нарушение.

При образовании песчаной пробки в фонтанных трубах, вызвавшей падение буферного давления до нуля и прекращение подачи, применяют промывку насосом жидкости (нефти) в затрубное пространство для восстановления циркуляции и ликвидации пробки.

Значительное снижение давления в затрубном пространстве свидетельствует об образовании пробки на забое и о появлении воды, последнее обнаруживается взятием пробы из струи. При появлении воды необходимо увеличить давление на забой, уменьшив диаметр штуцера. Для устранения забойной пробки дают скважине поработать без штуцера или подкачивают в затрубное пространство нефть.

Падение давления на буфере при одновременном увеличении дебита скважины указывает на разъедание штуцера песком, в этом случае надо перевести фонтанную струю на другой выкид и тут же сменить штуцер.

Если указанным методом не удастся ликвидировать песчаные пробки в подъемных трубах или на забое, то останавливают скважину для ремонтных работ, после выполнения, которых пускают ее в нормальную эксплуатацию.

Депарафинизация лифта является основным способом обеспечения нормальной эксплуатации фонтанных скважин. Наибольшее количество парафина откладывается в верхней части подъемных труб, на длине 400 - 1000 м от устья скважины и в промысловой системе сбора нефти, в которой выпадение парафина увеличивается в холодное время года. Против запарафинивания подъемных труб применяют несколько способов. Прежде всего, это меры режимного характера: уменьшение пульсации и периодичности фонтанирования, регулирование газового фактора с целью его максимального снижения.

Если эти меры не дают результата, то необходима очистка подъемных труб от парафина.

Предусматривается 3 вида очистки от парафина: механическая, тепловая, химическая [7].

Механическая очистка труб от парафина выполняется в процессе эксплуатации скважин без их остановки скребками различной конструкции.

При тепловом воздействии подъемные трубы подогревают паром, горячей нефтью, закачиваемыми в затрубное пространство скважины без ее остановки. Расплавленный парафин выносится струей нефти на поверхность, при этом расплавляется парафин и в выкидной линии. Тепловой способ не предупреждает отложения парафина в трубах, его применяют эпизодически, при благоприятных условиях и когда по каким-либо причинам не удастся использовать другие более эффективные способы.

В качестве растворителя парафина предусматривается использование конденсата (газолин), который добывается на месторождениях.

Наиболее характерные осложнения при газлифтной добыче - появление песка и пробкообразование, отложение парафина в подъемных трубах и выкидных линиях.

Меры против поступления песка в скважину носят режимный характер и сводятся к ограничению депрессии, т.е. ограничению отбора жидкости. Величину отбора жидкости из газлифтных скважин регулируют путем изменения количества нагнетаемого рабочего агента, глубины погружения подъемных труб или их диаметра. Для предотвращения оседания песка в периоды наибольшего поступления его из пласта, не прерывая эксплуатацию, в затрубное пространство небольшими порциями подкачивают передвижным насосом нефть.

Иногда давление нагнетаемого в скважину газа резко увеличивается при одновременном прекращении подачи жидкости. Это может произойти из-за образования в подъемных трубах так называемой патронной песчаной пробки, которая перекрывает сечение подъемных труб, не давая выхода смеси нефти и нагнетаемого газа на поверхность. Для разрушения такой пробки газ нагнетают не в кольцевое пространство, а в подъемные трубы. Если таким способом не удастся продавить пробку из труб на забой скважины, то приходится извлекать трубы [8, 9].

При оборудовании скважин однорядным подъемником его заканчивают хвостовиком меньшего диаметра, чем основная колонна НКТ. Спуск подъемных труб с хвостовиком до фильтра облегчает условия выноса песка жидкостью на поверхность и предотвращает образование песчаных пробок.

Мероприятия, предотвращающие отложения парафина в подъемных трубах при газлифтной эксплуатации скважин, и способы очистки труб от парафина аналогичны применяемые при фонтанной эксплуатации.

С падением пластовых давлений и обводнением пластов на некоторых этапах разработки в газоконденсатных месторождениях западной части Туркменистана предусматривается совершенствование газлифта. Предлагается колонну подъемных труб, снабженных скважинными камерами с расположенными в них газлифтными клапанами (пусковыми и рабочим), устанавливать в эксплуатационной колонне на пакере. Тем самым исключается влияние нагнетаемого газа на приток жидкости в скважину. Предусматривается проведение исследовательских работ по оптимизации режимов работы газлифтных скважин по известным методикам для определения оптимального дебита.

Также необходимо оснащение системы газлифтного газораспределения регулирующей и измерительной аппаратурой.

Все меры, указанные выше, направлены на увеличение и стабилизацию добычи газлифтным способом и уменьшение объемов нагнетаемого газа.

На разрабатываемых газоконденсатных месторождениях с истечением времени эксплуатации количество газлифтных скважин будет расти, т.к. с прекращением фонтанирования скважин возникает необходимость их перевода на механизированный способ [10, 11].

При существующих режимах газлифтных подъемников глубина ввода рабочего агента (газа) находится в пределах 1400 - 3000 м, ввод газа в подъемник осуществляется через отверстия (панчеры) временно заменяющие рабочие клапана.

Установление параметров эксплуатации скважин и прогноз показателей разработки выполнен на базе запасов газоконденсатных горизонтов и участков по которым не обнаружено наличие нефтяных оторочек.

Следует отметить, что по месторождению имеется ряд неопределенностей в оценке отдельных параметров, способных влиять на точность конечных результатов расчетов. Основными из них являются:

- степень активности законтурной области залежей и предвидение его влияния на динамику режимов дренирования в будущем;
- недостаточное количество замеров пластового давления, невозможность установления закономерности его изменения во времени для большинства горизонтов;
- недостаточное количество определений фильтрационных параметров «А» и «В» для осреднения их по отдельным объектам разработки;
- малое количество экспериментальных определений коэффициента конденсатоотдачи.

Для максимального использования имеющихся данных по замерам пластового давления и приближения результатов прогноза динамики пластового давления к реальным условиям был использован следующий методический прием.

$$\overline{P}_{пл} = f(\overline{Q}_z) \quad (1)$$

$\overline{P}_{пл}$ - отношение текущего значения пластового давления к его начальному значению;

$\overline{Q}_z$ - отношение накопленного отбора газа к его начальным извлекаемым запасам.

На основе анализа промысловых данных с использованием имеющихся практических данных по замерам пластовых давлений для горизонтов строятся в безразмерной форме графики изменения пластового давления от накопленного отбора газа.

При определении начальных извлекаемых запасов газа был принят ожидаемый конечный коэффициент извлечения газа, равный 0,85.

По опыту разработки газоконденсатных залежей Западного Туркменистана известно, что в процессе их эксплуатации наряду с газовым режимом появляется, и напор краевых и подошвенных вод, причем доля его во времени увеличивается [12].

В расчетах были использованы изотермы дифференциального конденсата в пластовых условиях, приведенные в работе [3, 13]. Эти данные для удобства проведения расчетов на компьютере предварительно обработаны полиномами.

Последовательность расчета следующая.

1. По нижнему пласту предварительно рассчитывается годовая и накопленная добыча газа, а также средний дебит скважин по газу (q_1) на перспективу для варианта разработки его самостоятельной сеткой скважин.

При известных накопленных отборах (Q_1) определяется динамика пластового давления по нижнему пласту по формуле:

$$P_{пл.нач.1} = P_{пл.нач.} f(\bar{Q}_{г.1}) \quad (2)$$

2. С использованием фильтрационных коэффициентов « A_1 » и « B_1 », при известном дебите газа q_1 и величине пластового давления P_1 , определяется забойное давление $P_{с1}$.

$$P_{с1} = \sqrt{P_1^2 - (A_1 q_1 + B_1 q_1^2)} \quad (3)$$

3. Для подъема жидкости на поверхность устьевое давление определяется по нижеследующей формуле:

$$P_2 = e^{-S_{он}} \sqrt{P_1^2 - 1.377 \lambda_n \frac{Z_{ср.н}^2 T_{ср.н}^2}{\rho_n d_{вн.н}^5} Q^2 c_{м1} (e^{2S_{он}} - 1)} \quad (4)$$

$$S_0 = 0.03415 \frac{\bar{\rho} \rho L}{Z_{ср} T_{ср}} : \rho = \varphi + (1 - \varphi) \frac{\rho_{жс}}{\rho_{г.р.}} ;$$

$$\rho_{г.р.} = \frac{\rho_{г} P_{ср} T_{ср}}{P_{атм} T_{ср}} : \varphi \leq \beta = \frac{Q_{жс}}{(Q_{г.р.} Q_{жс})} ;$$

$$Q_{г.р.} = \frac{Q_{г.} P_{ам.} T_{ср}}{P_{ср} T_{см}} : Q_{см} = \frac{G_{г.} + G_{ж.}}{(\rho_{г.})}; \quad (5)$$

$$G_{г.} = Q_{г.} \rho_{г.}; \bar{\rho} = \frac{\rho_{г.}}{\rho_{ж.}}; T_{см} = 293^0 K$$

$$\theta = 1,377\lambda \frac{(Z_{ср}^2 T_{ср}^2)}{d^5} (e^{2s} - 1)$$

$\rho_{г.}, \rho_{ж.}, \rho_{ж.}$ - плотность газа, воздуха и жидкости, кг/м³;

$\rho_{г.р.}, Q_{г.р.}$ - соответственно плотность и дебит газа в стволе скважины в рабочих условиях, кг/м³ и тыс.м³/сут;

$G_{ж.}, G_{г.}$ - массовый расход жидкости и газа, т/сут;

$Q_{см}, Q_{ж.}, Q_{г.}$ - объемный расход газожидкостной смеси, жидкости и газа соответственно при $P_{ам}$ и $T_{см}$, тыс.м³/сут.

Истинное объемное газосодержание надо определять экспериментально, как отношение истинного объема газа V_u в скважине к объему ствола $\varphi = \frac{4V_u}{\pi D^2 L}$. Однако в связи с большими трудностями таких измерений его можно оценить по расходному газосодержанию β согласно вышеприведенной формуле (5).

Поскольку всегда $\varphi < \beta$, использование β вместо φ приводит к занижению забойного давления настолько выше, насколько больше разница между количеством жидкости в скважине и выносящимся потоком газа. Коэффициент гидравлического сопротивления λ необходимо определять по результатам исследований скважин на различных режимах. Ввиду отсутствия таких исследований его значение принято по [14, 15], для трубы $\lambda_t = 0,025$ и для пакера $\lambda_p = 0,0815$.

Все величины ($Z_{ср}, \rho_{г.р.}, Q_{г.р.}, \beta$ и др.), зависящие от $P_{ср}$, рассчитываются методом последовательных приближений.

При прогнозировании газового фактора, нефтяных и газовых ресурсов продуктивных залежей месторождения, характеризующимися

очень сложными режимами дренирования создаются серьезные проблемы. Кроме того, в процессе разработки месторождения происходит непрерывное изменение конкретных видов энергии, вытесняющие нефть из забоя добывающих скважин, которые существенно влияет на динамику газового фактора. При этом динамика газового фактора определялась с учетом опыта разработки НК (нижний красноцвет) горизонтов других месторождений.

На основе анализа промысловых данных с использованием имеющихся практических данных по замерам пластовых давлений для горизонтов были построены в безразмерной форме графики изменения пластового давления от накопленного отбора газа (рис. 1 и 2):

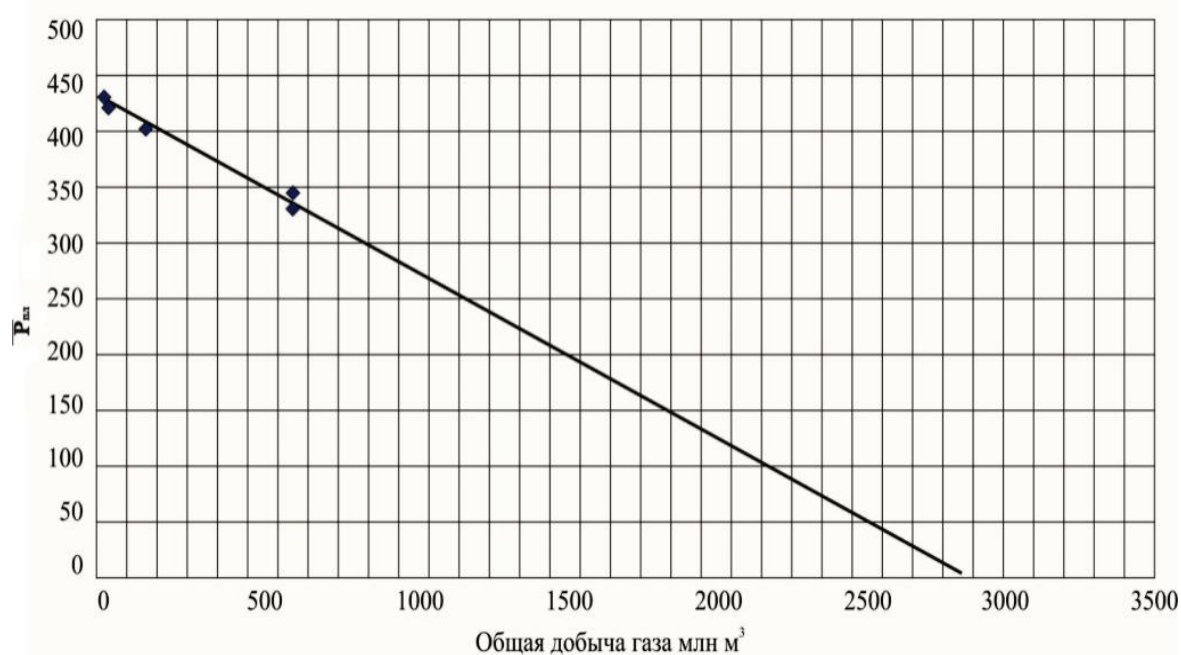


Рисунок 1. График изменения пластового давления от накопленного отбора газа в горизонте НК₈

Основными экономическими показателями, характеризующими эффективность предлагаемых вариантов разработки, являются капитальные вложения, эксплуатационные затраты, совокупные затраты, а также себестоимость добычи нефти.

За критерий выбора вариантов разработки принимаем дисконтированный годовой поток наличности (доходы-расходы).

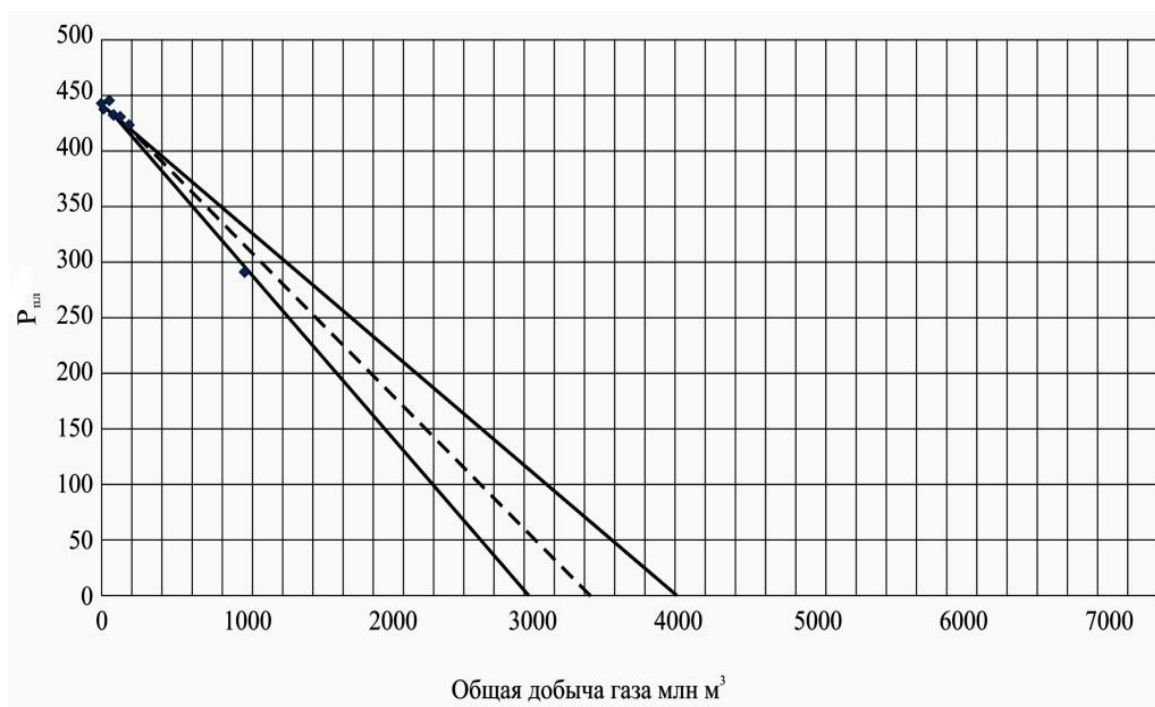


Рисунок 2. График изменения пластового давления от накопленного отбора газа в горизонте НК_{7д}.

Расчет экономических показателей производился в соответствии с проектируемыми уровнями и динамикой технологических показателей по вариантам с использованием экономических нормативов, поставленных в зависимость от изменения технологических факторов.

В качестве объемных и технологических факторов, влияющих на уровень и динамику экономических показателей, приняты: объем эксплуатационного бурения, количество скважин, вводимых из бурения в эксплуатацию, объемы добычи нефти, газа и конденсата, фонд добывающих скважин.

С использованием технологических показателей и принятых экономических нормативов рассчитаны капитальные вложения в бурение скважин и по направлениям нефтепромыслового строительства,

амортизационные отчисления на новые скважины, эксплуатационные расходы по статьям затрат.

Потребность в капитальных вложениях на перспективный период обусловлена вводом в эксплуатацию новых скважин и их обустройством.

Расчет эксплуатационных расходов на добычу нефти, газа и конденсата перспективный период по вариантам произведен в соответствии с действующими методикой калькулирования, нормами амортизационных отчислений и утвержденными ставками отчислений на геолого-разведочные работы.

Предстоящие затраты представляют собой сумму капитальных и эксплуатационных затрат в соответствующем расчетном году рассматриваемого периода отработки запасов.

Расчет газлифтных подъемников непрерывного действия сводится к определению длины, диаметра подъемных труб и удельного расхода газа.

Выбор диаметра лифтовых труб газлифтной скважины осуществляется в соответствии с объемом лифтируемой жидкости в области оптимального режима работы подъемника. Практика показывает, что в зависимости от дебита скважин, оптимальные размеры подъемников соответствуют данным приведенным в таблице 1.

Таблица 1.

Оптимальные размеры подъемников

Дебит скважины, т/сут	20-40	40-60	60-200	200-300
Диаметр подъемника, мм	40,3	50,3	62	76

В промысловых условиях, с точки зрения технологических и механических характеристик, неограниченную область применения имеют трубы марки "М" с диаметром проходного сечения 62 мм. Рекомендуется применять универсальную схему подъемника, обеспечивающего как периодическое, так и непрерывное лифтирование жидкости (Рис 3.).

Приведенная схема используется в скважинах с глубиной ввода газа до 3000м. В скважинах с глубиной до 4000м и более используется компоновка подъемника, приведенная на рисунке 4.

Для максимального отбора жидкости необходимо создать минимальные давления на забое. Поэтому глубина спуска подъемных труб должна быть максимальной, т.е.

$$L = H - (20 : 30) \text{ м}$$

где H - расстояние до верхних отверстий фильтра, м.

Для кольцевой системы (рабочий агент - газ нагнетается в кольцевое пространство) потребный удельный расход газа при непрерывном подъемнике определяется из выражения:

$$R = \frac{0,388 [Lpg - (P_1 - P_2)]}{d^{0,5} (P_1 - P_2) Lg \frac{P_1}{P_2}}, \text{ м}^3 / \text{т}$$

где: P_1 - рабочее давление, Па (рабочее давление равно 8,5; 10,0; и 12МПа);

P_2 - устьевое давление (минимально допустимое по условиям эксплуатации), принимаем равным $P_2 = 1,2 \times 10^6$; $1,5 \times 10^6$ Мпа;

ρ -плотность нефти принимаем равной 861 кг/м³;

g -ускорение силы тяжести (9,81 м/сек²);

d - диаметр подъемных труб, м;

L - высота подъема жидкости, м.

Удельный расход нагнетаемого газа с учетом растворимости газа определяется из выражения:

$$R_{\text{НАГН.}} = R_{\text{ПОТР}} - \left[G_0 - \alpha \left(\frac{P_1 + P_2}{2} \right) \right] \left(1 - \frac{n_g}{100} \right), \text{ м}^3 / \text{т}$$

где: G_0 - газовый фактор (по нефти), м³/т;

α - коэффициент растворимости газа в нефти, $\alpha = 0,4031 \text{ м}^3/\text{т.атм.}$

n_v - обводненность продукции, %.

Оптимальный удельный расход нагнетаемого газа, рассчитанный при глубине ввода 2700, 3000м и 3500м ($P_{\text{раб}} = 8,5; 15,0$ МПа) равен, соответственно, 200, 300 и 500 м³/т и при глубине ввода газа 3000 - 3500м ($P_{\text{раб}} = 10; 15$ МПа) равен, соответственно, 150 ÷ 400 м³/т.

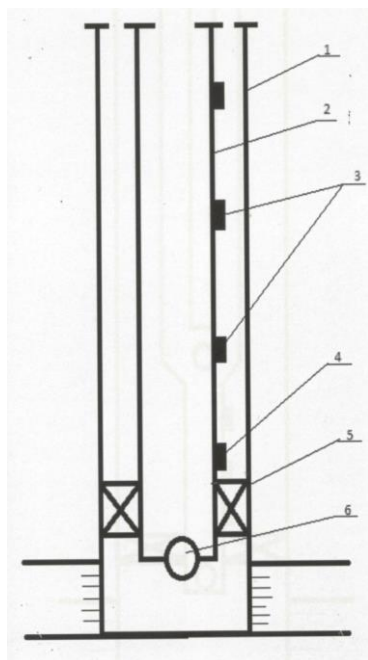


Рисунок 3. Схема универсального газлифтного подъемника

1- эксплуатационная колонна; 2- лифтовые трубы; 3- пусковые клапана;
4- рабочий клапан; 5- пакер; 6- обратный клапан.

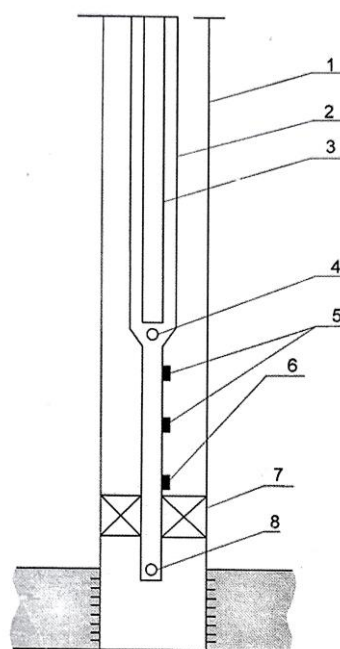


Рисунок 4. Схема ступенчатого газлифтного подъемника

1- эксплуатационная колонна; 2- промежуточная колонна; 3- верхняя ступень лифта; 4, 8 – обратные клапана; 5- пусковые клапаны; 6- рабочий клапан; 7- пакер.

Расчет установки периодического газлифта с камерой замещения

Для периодического газлифта, применительно к условиям эксплуатации месторождения Алтыгуйы, рекомендуется оборудовать скважины камерой замещения однорядным лифтом с установкой в нижней

части НКТ пакером и обратным клапаном (Рис. 5). В этом случае кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной выполняет роль камеры замещения [16, 17].

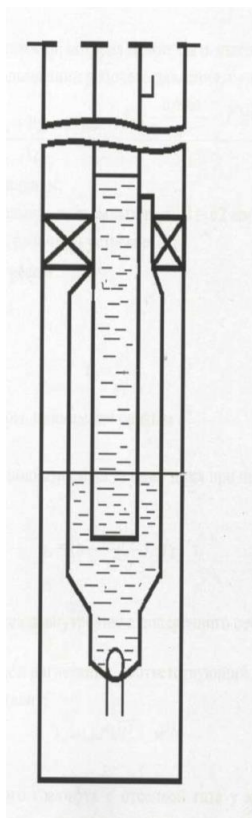


Рисунок 5. Схема подъемника для периодического лифтирования жидкости с камерой замещения

Снижение давления нагнетаемого газа для продавки жидкости обеспечивается установкой на колонне НКТ пусковых клапанов, а нижний (рабочий) клапан выполняет роль отсекающего, уменьшающего удельный расход газа [18].

Рабочее давление нагнетаемого газа определяется из выражения:

$$P_{\text{раб}} = \frac{h\gamma_{\text{н}}}{10} P_{\text{тр}} + P_{\text{у}}, \text{кгс/см}^2$$

Высота столба жидкости, которая может быть вытеснена в подъемные трубы при полном использовании рабочего давления, будет:

$$h = \frac{(P_{\text{раб}} - P_{\text{тр}} - P_y)10}{\gamma_n} = \frac{(P_{\text{раб}} - \frac{0,0064L}{d^{0,5}} - P_y)10}{\gamma_n}, \text{ м}$$

где: L - длина подъемника, м;

d - внутренний диаметр подъемных труб, $d = 62$ мм (2,5")

$P_{\text{раб}}, P_y$ - давление рабочее и устьевое, ат;

γ_n - удельный вес нефти.

Длина камеры:

$$\ell_k = \frac{d^2}{d_{1k}^2} h$$

где d_k - диаметр камеры, принимаем равным 4".

Объем жидкости, поднимаемый за один цикл при оптимальном расходе нагнетаемого газа:

$$q_{\text{ц}} = (h - \frac{0,5\sqrt[3]{L^2}}{d^{0,5}\gamma}) f\gamma, \text{ т}$$

где $f = 0,003$ м - площадь внутреннего поперечного сечения 2,5" труб.

Расход газа в период нагнетания, соответствующий минимальному удельному расходу, составит:

$$V_0 = 1,1d^2\sqrt[3]{L^2}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для периодического газлифта с отсечкой газа у камеры потребное за один цикл количество газа, приведенное к нормальным условиям, определяется из выражения:

$$V_k = f(L + h - \ell_k) \frac{P_{\text{раб}}}{P_0}, \text{ м}^3$$

Продолжительность периода нагнетания газа:

$$T_1 = \frac{60V_k}{V_0}$$

Продолжительность полного цикла:

$$T = \frac{q_{ц} 1440 V}{Q}, \text{ мин}$$

где: Q - дебит жидкости, т/сут

Продолжительность периода накопления жидкости:

$$T_2 = T - T_1, \text{ мин}$$

Число циклов в сутки:

$$n = \frac{1440}{T}$$

Удельный расход газа на 1 тонну жидкости:

$$R_0 = \frac{V_k}{q_{ц}}, \text{ м}^3/\text{т}$$

Расчетные значения параметров периодического газлифта для скважин с высотой подъема с глубин 2500, 3000, 3500 м приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Расчетные параметры периодического газлифта

L, м	d, мм	P _{тр} , МПа	P _{раб} , МПа	P _у , МПа	h, м	l _к , м	q _ц , т	V ₀ , м ³ /ч	V _к , м ³	T ₁ , мин	T, мин	n _ц , цикл	Q, т/сут	R ₀ , м ³ /т	V, м ³ /сут
2500	62	1,01	8,4	1,5	695	271,7	1,62	1266	884	41,89	116,6	12,35	20	546	10920
3000	62	1,21	10,0	1,5	898	350,7	2,12	1430	1064	44,65	152,6	9,4	20	501	10022
3000	62	1,42	12	1,5	1115	435,7	2,66	1584	1504	57,0	191,5	7,52	20	565	11314

Проектирование газлифтных подъемников, включая расстановку пусковых и рабочих клапанов, следует производить в соответствии со стандартными методиками [19, 13] с учетом свойств пластовых флюидов и проектируемых дебитов скважин.

В качестве газлифтных клапанов рекомендуются сильфонные клапаны типа Г-38 и Г-38Р, Г-25 и Г-25Р, устанавливаемые в карманах скважинных камер КТ 73-25 и КТ 73-38, К60-25 и К60-38. Минимальное потребное количество клапанов на одну скважину составляет 5÷6 [20, 21].

Список использованных источников

1. Коротаев Ю.П., Козлов А.П. и др. Расчеты, проводимые в процессе разработки газовых месторождений. - М.: Недра, 1971.
2. Чарный И.А. Основы газовой динамики. - Гостоптехиздат - 1961.
3. Игнатенко Ю.К., Н.Р. Акопян и др. Временная инструкция по удалению жидкости из газовых и газоконденсатных скважин с помощью пенообразующих веществ. Ставрополь, 1977г. - с. 12- 15
4. Определение газового фактора и ресурсов нефтяного газа с применением методов математической статистики. В сб. Разработка нефтяных и газовых месторождений, Авт.: Я.М. Островский, Ашхабад, ТПИ, 1982.
5. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных систем. М., «Недра», 1984.
6. Пермяков И.Г., Шевкунов Е.Н. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1971.
7. Адиев И.Я. Методическое руководство по применению технологии определения обводненности продукции пластов при их одновременно-раздельной эксплуатации (с использованием акустических стационарных информационно-измерительных систем) / И.Я.Адиев // Методическое руководство ОАО НПФ Геофизика. Уфа. – 2014. – 13с.
8. Базив В.Ф., Закиров С.Н. Некоторые проблемы разработки многопластовых месторождений // Нефтяное хозяйство. -2002. - №11. стр. 58-60.
9. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / Под ред. В.Е.Гавуры: в 2-х т.–М.: ВНИИОЭНГ, 1996. -Т.1. стр. 280.

10. Глоговский М. М., Дияшев Р. Я. Определение параметров при совместной эксплуатации пластов по кривым изменения дебита. / Тр. МИНХиГП. Вып. 91. – М.: Недра, 1969.

11. Максutow Р.А. Разукрупнение объектов разработки для повышения их нефтеотдачи / П.В. Донков, В.А. Леонов, А.В. Сорокин, И.В. Сабанчин // Интенсификация добычи нефти и газа: тр.Международ. технол. симпозиума. –М.: Интернет нефтегазового бизнеса, 2003г.

12. Нефтепромысловое оборудование. Справочник. / Под редакцией Е.И.Бухаленко – М: Недра. 1990.

13. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Зотов Г.А., Алиев Э.С. М., «Недра», 1980.

14. Джапаров А., Игнатъев В.Г. Разработка предложений по выбору технологических схем и оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации газоконденсатных пластов в проектируемых газовых скважинах на месторождении Корпедже (Заключительный отчет по х/д 35/99),2000.

15. Джапаров А., Игнатъев В.Г. Технологическая схема опытно - промышленной эксплуатации газоконденсатных залежей месторождения Корпедже с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации газоконденсатных пластов (копия заключительного отчета по х/д 35/99),2000.

16. Панфилов М.Б., Панфилова И.В. Осредненные модели фильтрационных процессов с неоднородной внутренней структурой. – М.:

17. Муравьев, В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / В.Н. Муравьев. – М.: Недра, 1973. стр. 449.

18. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения: в 2-х т. –М.: ВНИИОЭНГ, 1995.

19. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2000. –517 с.

20. Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений на газоконденсатность. – М.: Недра, 1975

21. Ефремов Е.П., Яшин А.Н., Халимов Э.М. Влияние совместной разработки на нефтеотдачу многопластовых объектов // НХ. - 1981. - № 8. – стр. 32-36.