

Вдовенко Василий Леонтьевич

**НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ
МНОГОЗАБОЙНОГО БУРЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ
ГЕОПРИРОДНЫХ ФАКТОРОВ
(НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ)**

Специальность 25.00.15 – «Технология бурения и освоения скважин»

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук.

Ухта 2002 г.

Работа выполнена в ООО «Севергазпром» и Ухтинском государственном техническом университете

Научный руководитель: кандидат технических наук, профессор
В.М. Юдин

Научный консультант: доктор технических наук, профессор
В.Ф. Буслаев

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
И.Е. Долгий

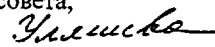
кандидат технических наук, доцент
Ю.Л. Логачев

Ведущее предприятие – ООО «Севернефтеотдача»

Защита диссертационной работы состоится «23» июня 2002 г., в 10.00 часов, на заседании диссертационного совета К212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета.

Автореферат разослан «22» мая 2002 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
кандидат технических наук, доцент  Н.М. Уляшева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Ввиду наличия осложняющих и удорожающих факторов поиска, разведки, разработки и транспорта углеводородов в северных и арктических условиях, освоение месторождений нефти и газа сопровождается значительными капиталовложениями и эксплуатационными расходами. Поэтому повышение эффективности разработки и нефтегазоотдачи месторождений углеводородов в условиях севера является приоритетным в развитии топливно-энергетического комплекса России.

Институтами ВНИИнефть, Башнипинефть, ВНИИБТ, ВНИИОЭНГ, Печорнипинефть, ВНИИгаз, Татнипинефть, Сургутнипинефть, Удмуртнипинефть, РГУНиГ им. И.М. Губкина, Ухтинским, Уфимским, Тюменским государственными техническими университетами созданы системы разработки и технологии бурения горизонтальных (ГС) и, очень ограниченно, многозабойных (МЗС) и горизонтально-разветвленных скважин (ГРС). Системы разработки, апробированные в нефтяных компаниях Башнефть, Татнефть, Сургутнефтегаз, Лукойл-Коми, ЗАО «Битран», ЗАО «Тэбукнефть» и других, в основном представляют реконструкцию традиционных точечных систем с длиной горизонтального ствола не более 500 м и обладают высокой степенью риска обводнения, прорывов газа и ограниченной нефтегазоотдачей, особенно в многопластовых нефтегазоконденсатных залежах с подстилающей водой.

Значительным резервом в повышении эффективности разработки является развитие технологий бурения и заканчивания многозабойных скважин, обеспечивающих качественное разобщение пластов при вскрытии их наклонным или горизонтальным стволом, обладающих и большим охватом объекта разработки, и кратным сокращением капвложений и эксплуатационных затрат, ростом нефтегазоотдачи, особенно в комплексе с использованием природных факторов: энергии газовых и водоносных пластов, естествен-

ной трещиноватости, а также пластовых вод в качестве нагнетательных и технологических жидкостей.

Цель работы. Научное обеспечение и развитие технологии многозабойного бурения при использовании геоприродных факторов.

Основные задачи исследований.

1. Изучение характера распространения трещиноватости и пористости коллекторов на конкретных геологических объектах с целью выбора направления, длины и технологии бурения направленного ствола.

2. Оценка возможности многофункционального применения высоконапорных пластовых вод для нагнетательных и технологических жидкостей, буровых растворов, получения жидкостей антифризов, рассолов, промышленного производства йода, брома и магния.

3. Исследование зависимостей и количественная оценка параметров траектории горизонтального ствола скважины для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений.

4. Развитие технологий строительства многозабойных скважин для реализации энергии высоконапорных газовых и водоносных пластов.

5. Разработка способа и устройства для бурения многозабойных скважин и избирательного попадания бурового инструмента, труб и приборов в требуемое ответвление.

6. Сравнение существующих проектных технико-экономических показателей разработки Лаявожского НГКМ с вариантами использования многозабойных скважин и энергии газовых и высоконапорных водоносных пластов.

Методика исследований.

Поставленные задачи решались на основе анализа и обобщения существующих исследований, патентной проработки, проведения лабораторных работ, использования математического моделирования, средств вычислительной техники, стандартных и оригинальных компьютерных программ.

Научная новизна работы.

1. На основе методики исследования трещиноватости впервые для Курьинского месторождения “рассеянного” газа определены направление, длина и технология бурения ответвлений многозабойной скважины с целью интенсификации притока и оценки добычных возможностей.

2. Установлена возможность использования высоконапорной пластовой воды девонских отложений Лаявожского НГКМ в качестве жидкостиантифриза с температурой замерзания минус 3⁰С, нагнетательной, буровой и жидкости для глушения нефтегазовых залежей каменноугольных отложений, сырья для получения брома в количестве 0,395 кг из 1 м³ пластовой воды.

3. Установлено на примере Лаявожского НГКМ, что при вскрытии нефтяной оторочки стволом с углом 55⁰ - 60⁰ достигается увеличение притока в 1,3 раза, при углах 60⁰ - 80⁰ в 1,9 раза, при 80⁰ - 90⁰ в 2,5 раза.

4. Теоретически установлено, что максимальное увеличение дебита горизонтального ствола достигается при отношении толщины пласта (h) к длине горизонтального ствола (L) $h/L < 0,1$ и что для массивной залежи количество ярусов горизонтальных ответвлений (n) должно быть $n > h/0,1 L$.

5. Для достижения максимального времени эксплуатации горизонтального ствола без прорывов газа при использовании энергии газовых пластов по технологии А.с.1818466 и заявке № 200112000/03 ствол должен располагаться ниже линии ГНК на расстоянии не менее 0,75...0,80 толщины пласта, при использовании водонапорного режима за счет управляемого перетока вод по Патенту РФ № 2079639 горизонтальный ствол должен располагаться выше ВНК на расстоянии не менее 0,4...0,5 толщины пласта.

6. Научно обоснованы способ и технология на уровне мировой новизны (Патент РФ 2079639), обеспечивающие неэнергоёмкое поддержание пластового давления за счет энергии газовых и водоносных пластов.

7. Научно обоснованы способ и устройство, обеспечивающие избирательное попадание бурового инструмента, труб и приборов в требуемое ответвление.

Защищаемые положения.

1. Обоснование направления и технологии бурения ответвлений и горизонтальных стволов на примере Курьинского месторождения “рассеянного” газа.

2. Оценка возможности многофункционального применения высоконапорных пластовых вод.

3. Технология неэнергоемкого поддержания пластового давления и естественного газлифта при использовании энергии пластовых вод и газовых пластов с использованием многозабойных и разветвленно-горизонтальных скважин.

4. Результаты оценки влияния угла наклона, длины, количества ярусов многозабойных и горизонтальных скважин на увеличение их производительности.

5. Технология и устройство для избирательного попадания бурового инструмента, труб и приборов в требуемое ответвление многозабойной скважины.

6. Вариант разработки многопластового нефтегазоконденсатного Лаявожского месторождения с использованием трех и четырехзабойных скважин при использовании высоконапорных пластовых вод девонских отложений.

Практическая ценность и реализация работы. Результаты исследований, реализуемые в V варианте разработки Лаявожского НГКМ (УГТУ – ООО “Севергазпром”), по сравнению с вариантами кустов наклонных и горизонтальных скважин позволили при применении многозабойных скважин с наклонными ответвлениями и использованием энергии пластовых вод и га-

зовых пластов ограничить риск прорывов газа и воды, увеличить нефтеотдачу до 40% и получить экономический эффект до 815 млн руб. (1989 г.)

Результаты исследований нашли отражение в технологической документации и методической литературе:

- Технологический регламент поисковой опытной многозабойной скважины на Курьинской площади. – Ухта: УГТУ, 2000. - 15 с.
- План реконструкции разведочной скв.7 Лаявожского НГКМ в нефтедобывающую скважину 7 МЗС. – Ухта; УГТУ, 2001.- 14 с.
- Методология повышения экологической безопасности нефтегазового комплекса за счет развития буровых и геофизических технологий: Учеб. пособие. - Ухта: УГТУ, 2001.-73 с.

Апробация результатов исследований. По тематике исследований опубликована 21 печатная работа, в том числе: 1 книга, 3 патента, 13 статей и 4 доклада. Во время работы над диссертацией подано 3 заявки на изобретения. Результаты исследований докладывались на научно-технических советах ООО “Севергазпром”, ОАО “Газпром”, на конференциях ВНИИгаза, УГТУ и других.

Объем и структура работы. Диссертационная работа изложена на 217 страницах машинописного текста, в том числе содержит 8 таблиц, 47 рисунка, 29 страниц приложений. Состоит из введения, 4 разделов, заключения и списка использованной литературы, включающего 144 наименований.

Автор выражает глубокую благодарность научным руководителям Буслаеву В.Ф., Юдину В.М., генеральному директору ООО “Севергазпром” Захарову А.А., генеральному директору ООО «ВНИИГАЗ» Тер – Саркисову Р. М., коллегам по работе Кузнецову Н.И., Захарову Б.И.; ректору УГТУ Цхадая Н.Д., коллективу кафедры бурения и многим другим, принявшим участие в рассмотрении и оформлении результатов работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность, цель и основные задачи работы, методика исследований, научная новизна, практическая ценность, сведения об апробации результатов и личном вкладе автора.

В первой главе выполнен анализ существующих исследований по использованию геоприродных факторов для повышения эффективности буровых работ и нефтедобычи в условиях севера.

При анализе использованы опыт применения геоприродных факторов на территории Тимано-Печорской провинции, существующие литературные и собственные исследования, которые классифицированы и представлены в виде структурной схемы (рис.1), где ММП – многолетнемерзлые породы, ППД – поддержание пластового давления, АВПД – аномально высокие пластовые давления, АНПД – аномально низкие пластовые давления.

На основе анализа сделан вывод, что для сокращения огромных капиталовложений, энергозатрат и расхода материалов на бурение, разработку и повышение нефтегазоотдачи необходимо развивать научное направление и разрабатывать решения по использованию природной энергии, природно-климатических условий и сопутствующих материалов для повышения эффективности буровых работ и нефтегазодобычи.

Во второй главе дано обоснование использования геоприродных факторов и технологии их применения при бурении скважин.

В 1943 г. впервые в мировой практике на нефтешахтах Яреги был применен “структурный метод”, сущность которого заключалась в ориентированном бурении на пересечении трещин и нарушений горизонтально-восстающих скважин. Производительность ориентированных на пересечение трещин скважин в десятки раз превышала аналогичный показатель параллельно ориентированных скважин. Таким образом, не производя искусст-

венного разрыва пласта, используя естественную трещиноватость, можнократно увеличить производительность скважин.



Рис. 1. Классификация применения геоприродных факторов при строительстве скважин

Научное обоснование применения этой технологии особенно актуально для залежей “рассеянного” газа, например, Курьинского месторождения или метана Печорского угольного бассейна. На основе комплексной методики исследования трещиноватости и пористости коллекторов исследователями УГТУ – ООО “Севергазпром” предложена технология многофункционального избирательного выбора направления бурения для интенсификации притока, повышения нефтеотдачи, ограничения прорывов воды и газа. Технология апробирована на примере регламента строительства многозабойной скважины на Курьинском газовом месторождении (приложение 1), характеризующемся наличием трещиновато-поровых коллекторов, аномально высоким начальным пластовым давлением, низкой продуктивностью и рентабельностью разработки.

На рис.2 изображены в плане две горизонтальные скважины. Стволы скважин ориентированы под углом почти 90° по отношению один к другому. Начальный дебит скв.1, ориентированной почти параллельно естественным трещинам, составил только $8 \text{ м}^3/\text{сут}$, а в скв.2, которая (благодаря перпендикулярной ориентации) вскрыла большое число трещин, получен начальный дебит более $160 \text{ м}^3/\text{сут}$.

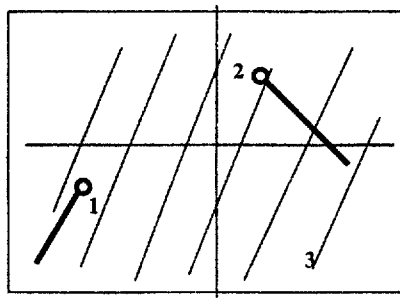


Рис.2. План расположения стволов двух горизонтальных скважин на фоне линий ориентации трещиноватости:
1,2 - скважины
3 – линии ориентации трещиноватости

С участием Ланиной Т.Д. автором проведены исследования по использованию высоконапорных пластовых вод, например девонских Лаявожского ГКМ, для:

- поддержания пластового давления путем создания управляемого перетока вод на поверхности или в скважине в законтурную область, ниже ВНК, нефтяной залежи каменноугольных отложений по Патенту РФ № 2079639 “Способ разработки нефтегазоконденсатных месторождений”; проведенные исследования показали совместимость вод девонских и каменноугольных отложений без образования осадка кальцита и гипса;

- создания жидкостей-антифризов с температурой замерзания до минус 4°C с целью использования их при консервации скважин в интервале ММП с температурой до минус 3°C ;

- дисперсионной среды для слабоминерализованных буровых растворов и технологических жидкостей с целью глушения скважин, с возможностью повышения плотности более $1,1 \text{ г}/\text{см}^3$ за счет вымораживания пластовых вод под действием низких температур окружающего воздуха;

- получения брома в количестве $0,395 \text{ кг}$ из 1 м^3 пластовой воды.

С участием автора запатентован способ. (Патент РФ №2079639), который включает бурение за контуром нефтеносности перепускных скважин, вскрывающих автономную зону аномально высоких пластовых давлений, например девонских отложений, регулируемый перепуск газонасыщенной термальной воды из зоны АВПД под нефтеносную законтурную область, например каменноугольной залежи, создание подвижного регулируемого газовойодяного вала на контуре нефтеносности, что обеспечивает поддержание пластового давления и длительный срок фонтанирования скважин, ограничивает необходимость применения традиционной дорогостоящей поверхностной системы поддержания пластового давления, но при этом полностью не исключает применение этой системы в комбинации со “скважиной – насосом”. Например, на Лаявожском НГКМ девонская “скважина – насос” способна подавать минерализованную пластовую воду на устье с температурой 105°C , давлением $25,0 \text{ МПа}$, производительностью до $5000 \text{ м}^3/\text{сут}$ и газовым фактором до $10 \text{ м}^3/\text{т}$.

С участием Нора А.В. и Пятибрата В.П. разработаны научные и технологические решения по использованию энергии газовых пластов для реализации управляемого естественного газлифта в вертикальных и горизонтально-разветвленных скважинах, в том числе газлифта за счет восстающего ответвления и водонагнетания за счет вниз сходящего ответвления из горизонтального ствола. Аналитически на примере Лаявожского НГКМ установлено, что при использовании естественного газлифта при прочих равных условиях дебит нефти из горизонтальной скважины до 10 раз превышает дебит из вертикальной. На рис.3. приведен упрощенный профиль горизонтальной скважины, состоящей из наклонно-направленного элемента 1, горизонтального ствола 2 и восходящего ответвления в газовый пласт 3 и регулируемого клапана 4.

В третьей главе на основе работ Борисова Ю.П., Бушлаева В.Ф., Григоряна А.М., Григулецкого В.Г., Калинина А.Г., Кейн С.А., Лысенко В.Д., Никитина Б.А., Юдина В.М., зарубежных авторов и с участием Бобровой О.Б., Василенко И.Н., Пятибрата В.П. выполнен анализ состояния развития техники и технологии бурения и применения многозабойных скважин (МЗС), в том числе многоярусных.

По результатам сравнительного анализа работ отечественных и зарубежных авторов установлено, что при равном контуре питания в изотропной породе при зенитных углах входа в продуктивный пласт 55° - 60° достигается увеличение дебита в 1,3 раза, при углах 60° - 80° в 1,9 раза, при 80° - 90° в 2,5 раза, что предопределяет преимущества использования МЗС с горизонтальным окончанием. Исключение составляет зависимость по методике Karcher, где приток при бесконечно большой проводимости не зависит от угла входа в продуктивный пласт.

По 11 методикам установлено, что максимальное увеличение прироста дебита в сравнении с горизонтальным стволом наблюдается при отношении толщины пласта (h) к длине горизонтального ствола (L) менее 0,1. На

рис. 4 представлена зависимость прироста дебита горизонтальной скважины от отношения h/L .

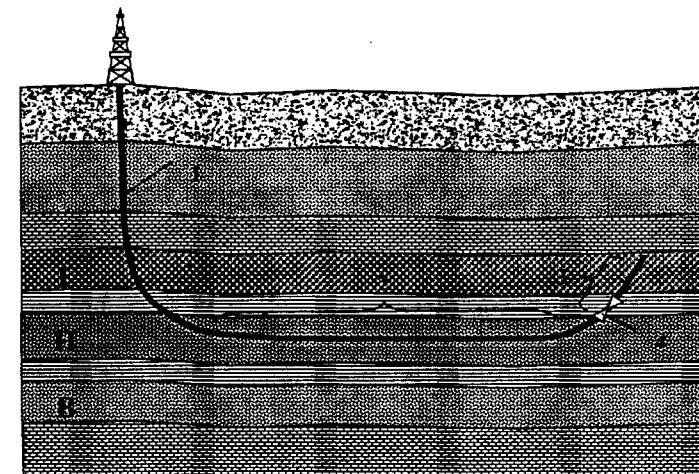


Рис. 3. Способ разработки газонефтяных залежей:
Г – газ, Н – нефть, В – вода,
1 – вертикальный участок ствола; 2 – горизонтальный участок ствола,
3 – верхнее ответвление в газоносный пласт; 4 – регулирующее перепускное устройство

Для достижения максимального эффекта в пластах с большой мощностью необходимо разделить пласт на ярусы горизонтальными ответвлениями, количество (n) которых должно быть $n \geq h/0,1L$, где длина горизонтального ствола L – величина заданная.

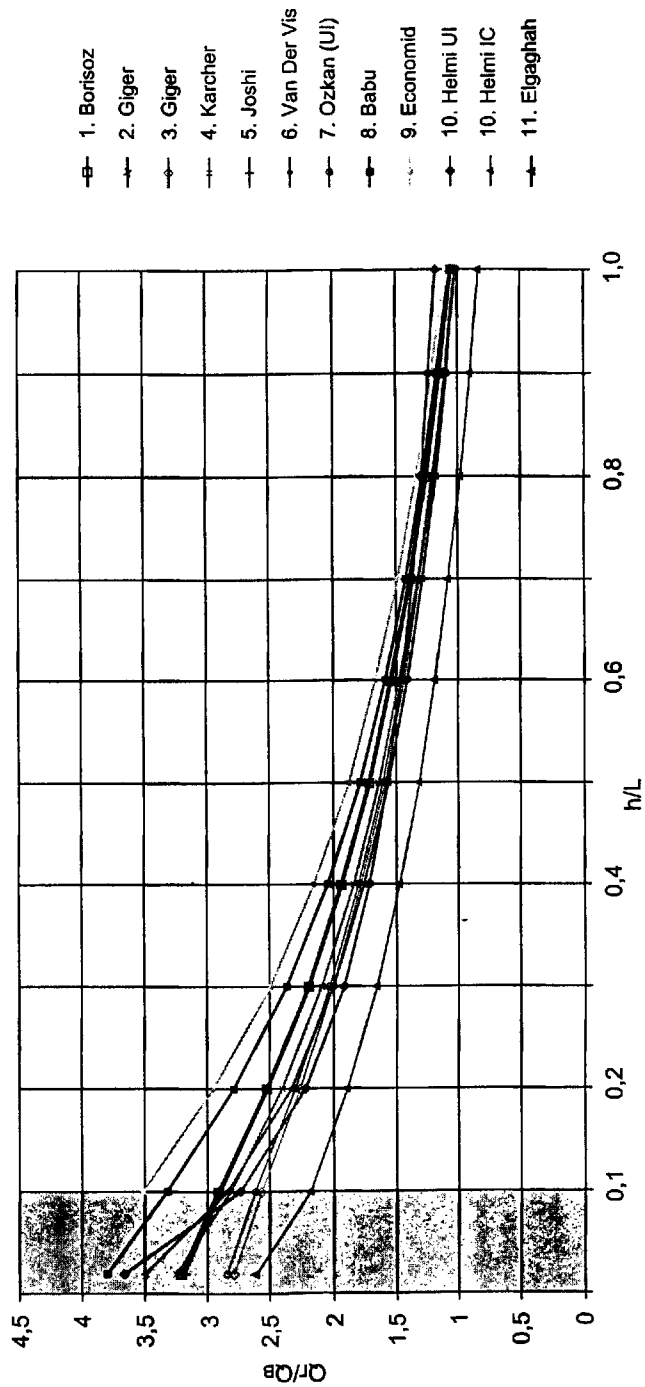


Рис. 4. Зависимость продуктивности скважины от толщины пласта

В результате исследований установлено, что производительность горизонтальных скважин Q_h/Q_v при длине горизонтального ствола равна параметру контура питания $L/b=1$, является максимальной и увеличение происходит в 5-15 раз.

На примере нефтяной залежи Лаявожского ГКМ при использовании энергии газовой шапки и газовых пластов для достижения максимального времени эксплуатации без прорывов газа, горизонтальный ствол должен располагаться на расстоянии не менее 0,75-0,90 толщины пласта от плоскости газонефтяного контакта, а при водонапорном режиме за счет перетока пластовой воды из нижележащих горизонтов он должен располагаться на расстоянии не менее 0,4-0,5 толщины пласта выше линии водонефтяного контакта.

Разработаны способ и устройство для избирательного попадания бурового инструмента, труб и приборов в требуемое ответвление. Схема основного ствола и направляющей трубы представлена на рис. 5, где 1 – стенка скважины, 2 – направляющая колонна, 3 – наклонный желоб, 4 – “окно”, 5 – накладка, 6 – прибор на кабеле. С использованием этого решения пробурена первая пятизбойная скважина в Тимано-Печорской провинции на Лыаельской площади Ярегского месторождения.

В четвертой главе выполнен сравнительный анализ систем разработки по I варианту филиала ООО “ВНИИГАЗ” – “Севернипигаз”, II и III вариантам Башнипинефть, IV-VI вариантам “УГТУ” – ООО “Севергазпром”. Характеристика вариантов представлена в таблице, где ННС – наклонно-направленные, ГС – горизонтальные, МЗС – многозбойные скважины.

I вариант разработки филиала ООО “ВНИИГАЗ” – “Севернипигаз”, основанный на применении традиционных технологий и естественного режима, не удовлетворителен по технико-экономическим показателям, продолжительности разработки (120 лет) и коэффициенту нефтеотдачи (25%).

II и III (Башнипинефть) и IV (УГТУ – ООО “Севергазпром”), предусматривающие разработку с использованием горизонтальных скважин и многозабойных с горизонтальными ответвлениями, имеют высокие технико-экономические показатели, но вместе с тем и повышенную степень риска, связанную с преждевременным обводнением и прорывами газа и снижением нефтеотдачи пластов.

Вариант V (УГТУ - ООО “Севергазпром”), основанный на применении многозабойных скважин с наклонными ответвлениями и поддержанием пластового давления, с использованием пластовых вод по Патенту РФ №2079639 и других изобретений, позволяет обеспечить самые низкие удельные затраты и экономический эффект до 815 млн руб. (1989 г.).

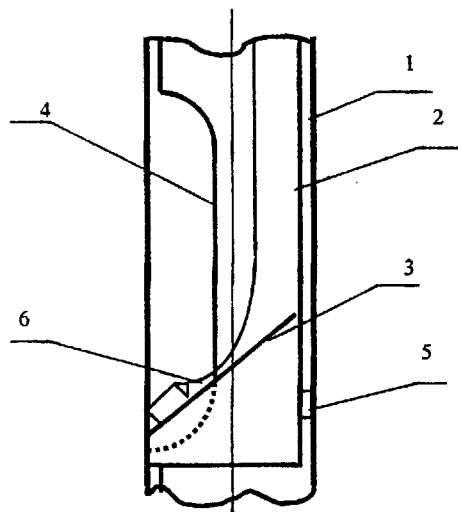


Рис. 5. Схема направляющей колонны:

1 – скважина; 2 – направляющая колонна; 3 – наклонный желоб; 4 – окно образующей трубы; 5 – кольцевая накладка; 6 – инклинометр

Таблица

Основные варианты и показатели разработки нефтяной залежи.

Варианты	I	II	III	IV	V	VI
Показатели	КФ ВНИИГаза	Башнипинефти	Башнипинефти	Рекострукция I	Рекострукция I	Рекострукция II-III
1. Проектный уровень добычи нефти, тыс. т/год	368,3	1650,0	972,6	368,3	532,5	972,6
2. Проектный срок разработки, годы	120	33	55	120	55	55
3. Коэффициент нефтеизвлечения, %	25	56	38	25	38	38
4. Накопленная добыча нефти за весь срок, тыс. т	8450,0	18700	12663,0	8450,0	12675,0	12663,0
5. Добыча свободного газа, млн м ³ /год	2,8	2,6	2,4	2,8	2,8	2,4
6. Фонд скважин	121	67	134	66	81	74
6.1. Реконструкция поисковых и разведочных из 41	-	-	-	25	25	25
6.2. Фонд скважин для бурения специальных	121	67	134	41	56	45
6.3. Добывающих	121	61	110	41	41	30
- в том числе горизонтальных	-	53	87	-	-	-
- в том числе наклонных	120	-	-	-	-	-
- вертикальных	1	8	23	1	1	1
6.4. нагнетательных	-	6	-	-	15	15
7. Количество бустов	40	18	29	-	5	7
8. Удельная добыча нефти на одну добывающую скважину, тыс. т	69,8	306,6	115,1	206,1	309,1	422,1
9. Капитальные вложения (1989 г.), млн. руб.	211,7	145,5	230,1	150,4	160,9	190,1
10. Удельные капиталовложения, руб./т	25,1	74,8	18,2	17,8	12,7	15,0
11. Эксплуатационные затраты, млн руб.	731,2	443,9	538,2	365,6	438,7	380,4
12. Суммарные затраты, руб./т	942,9	589,4	788,3	516,0	599,6	570,5
13. Удельные затраты, руб./т	111,6	31,5	62,2	61,1	47,3	45,1
14. Экономия удельных затрат, руб./т	0	80,1	49,4	50,5	64,3	66,5

Согласно экономико-технологической модели осуществлена оценка оптимального количества ответвлений по варианту V. Максимальный экономический эффект достигается при наличии 3-5 ответвлений.

На уровне плана работ разработана технология бурения многозабойной скважины.

В заключении обоснована необходимость развития нового научно-технического направления по использованию природного энергетического потенциала и комплексному освоению ресурсов при разработке северных месторождений углеводородов.

Показано, что значительным резервом в сокращении капложений и эксплуатационных затрат при разработке массивно-слоистых нефтегазоконденсатных залежей с подстилающей водой является развитие технологии бурения многозабойных скважин со вскрытием и разобщением пластов наклонными стволами.

На основе комплексной методики исследования трещиноватости и пористости коллекторов предложена технология избирательного многофункционального выбора направления, длины и технологии бурения направленного ствола для интенсификации притока, повышения нефтегазоотдачи, ограничения прорывов воды и газа.

Исследован состав и установлена возможность многофункционального применения высоконапорных термальных вод для получения жидкостей – антифризов, рассолов, нагнетательных и технологических жидкостей, минерализованных буровых растворов, а также в качестве сырья для промышленного получения йода, брома, магния.

Создан способ разработки газонефтяных залежей по заявке на патентование 2001122000/03 с использованием горизонтальных скважин и управляемого газлифта, перетока газа и пластовых вод, обеспечивающие не затратные и неэнергоёмкие способы добычи и поддержания пластового давления.

Установлено, что при использовании естественного газлифта из горизонтальных скважин при депрессии более 1 МПа пусковые дебиты газакратно больше, чем в вертикальных скважинах.

С использованием 11 отечественных и зарубежных методик аналитически установлено, что при равном контуре питания при зенитных углах 55° - 60° достигается увеличение притока до 1,3 раз, при зенитных углах 60° - 80° до 1,9 раз, при 80° - 90° до 2,5 раз, что предопределяет использование МЗС с горизонтальным окончанием. Аналитически установлено, что максимальное увеличение притока наблюдается при отношении толщины пласта (h) к длине горизонтального ствола (L) менее 0,1, следовательно, длина ствола должна быть не менее 10 толщин пласта, а для массивной залежи количество ярусов горизонтальных ответвлений должно быть больше $h/0,1 L$.

При использовании энергии газовой залежи и вышележащих газовых пластов для достижения максимального времени эксплуатации без прорывов газа, горизонтальный ствол в изотропной породе должен располагаться ниже ГНК на расстоянии не менее 0,75-0,90 толщины пласта, а при использовании водонапорного режима за счет перетока высоконапорных вод по Патенту РФ № 2079639 горизонтальный ствол должен располагаться выше ВНК на расстоянии не менее 0,4-0,5 толщины пласта.

На уровне изобретений разработан способ (заявка 99119914/03) и устройство (заявка 2000101344/03), обеспечивающие избирательное попадание бурового инструмента, труб и приборов в требуемое ответвление.

Выполнен анализ шести вариантов разработки Лаявожского НГКМ с применением традиционных кустов наклонных скважин (филиал ООО “ВНИИГАЗ” – “Севернипигаз”), кустов горизонтальных скважин (Башнипнефть), многозабойных скважин с наклонными и горизонтальными ответвлениями (УГТУ – ООО “Севергазпром”. Установлено, что вариант V, основанный на применении многозабойных скважин с наклонными ответвлениями и поддержании давления с использованием пластовых вод (Патент РФ

№ 2079639) и газовых пластов (А.с. 1818466), позволяет обеспечить самые низкие удельные затраты, ограничить риск прорывов газа и воды, довести нефтеотдачу до 40%, получить экономический эффект до 815 млн руб. (1989 г.),

Основные положения и научные результаты диссертационной работы полностью отражены в следующих опубликованных работах автора:

1. Оценка эффективности разведки и разработки нефтегазоконденсатных месторождений с использованием многозабойных скважин /В.Л. Вдовенко, В.М. Юдин, В.Ф. Буслаев и др.// Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Науч.-техн.сб.- М.: ИРЦ Газпром, 1999. – № 7. – С.22 – 30.

2. Техника и технология бурения многозабойных скважин в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции/В.Л. Вдовенко, В.Ф. Буслаев, С.А.Кейн и др.// Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Науч.-техн.сб.- М.: ИРЦ Газпром, 1999. – № 7. – С.9 – 15.

3. Вдовенко В.Л., Буслаев В.Ф., Юдин В.М. Техника и технология забуривания нового ствола из обсаженной скважины //Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Науч.-техн.сб.- М.: ИРЦ Газпром, 1999. – № 7. – С.3 – 9.

4. Вдовенко В.Л., Юдин В.М., Буслаев В.Ф. Забуривание новых стволов прямыми компоновками бурильной колонны //Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Науч.-техн.сб.- М.: ИРЦ Газпром, 1999. – № 8. – С.12 – 18.

5. Эффективность разработки НГКМ многозабойными скважинами/ В.Л. Вдовенко., В.М. Юдин., В.Ф.Буслаев и др.// Газовая промышленность.- 2000, №2. – С.27 – 28.

6. Оценка нефтегазовых ресурсов с учётом геологического и экономического рисков/В.Л. Вдовенко, С. Л.Садов, А. П. Боровинских и др., А. А. Захаров и др.- Сыктывкар: Госкомстат Респ. Коми, 2000. – 102 с.

7. Оценка эффективности и технико – технологические решения по разработке северных нефтегазоконденсатных месторождений с использованием горизонтальных и многозабойных скважин / В.Л.Вдовенко, А. А. Захаров., В. М.Юдин и др. //Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Науч.-техн.сб.- М.: ИРЦ Газпром, 2000. – № 3-4. – С.58 – 65.

8. Оценка возможности использования природных факторов для повышения эффективности буровых работ и нефтегазодобычи в условиях Севера / В.Л. Вдовенко // Бурение скважин на Европейском Севере России: Сборник докладов №1 – Ухта: 2001. – С.21 – 24.

9. Пат. 2114284 RU. Способ удаления жидкости из газоконденсатных скважин и установка для его осуществления /Ю.Г. Бураков, А.Г. Минко, В.Л. Вдовенко и др. – Опубл. 27.06.98. – Бюл. № 18.

10. Пат. 2055980 RU. Способ разработки газоконденсатного месторождения/ Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, В.А. Николаев, В.Г. Подюк, В.Л. Вдовенко и др. – Опубл. 10.03.96. – Бюл. № 7.

11. Пат. 2079639 RU. Способ разработки нефтегазоконденсатного месторождения/Ю.И. Белозеров, В.Л. Вдовенко, Е.А. Спиридович и др. – Опубл. 20.05.97. – Бюл. № 14.

Соискатель



В.Л. Вдовенко