

На правах рукописи

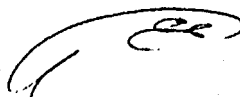
РАЙКЕВИЧ СЕРГЕЙ ИОСИФОВИЧ

**Разработка способов и технологий повышения продуктивности скважин
газовых и нефтяных месторождений**

Специальность: 25.00.17 — Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук



Москва- 2004

На правах рукописи

РАЙКЕВИЧ СЕРГЕЙ ИОСИФОВИЧ

**Разработка способов и технологий повышения продуктивности скважин
газовых и нефтяных месторождений**

Специальность: 25.00.17 — Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук



Москва- 2004

Работа выполнена в ООО «Ямбурггаздобыча» и 000 «ВНИИГАЗ»

Научный руководитель - д.т.н., профессор Тер-Саркисов Р.М.

Официальные оппоненты: д.т.н., профессор Васильев Ю.Н.
к.т.н. Жиденко Г.Г.

Ведущее предприятие - 000 «Уренгойгазпром»

Защита состоится « ____ » 2005г. в 13 час. 30 мин. на
заседании

диссертационного совета Д 511.001.01 при ООО «ВНИИГАЗ» по адресу:
142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, ООО «ВНИИГАЗ».

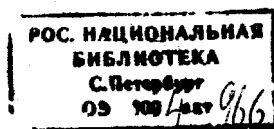
С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ООО «ВНИИГАЗ».

Автореферат разослан « ____ » _____ 2004г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
д.г.-м. н.



Соловьев Н.Н.



ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. В процессе разработки месторождений углеводородов многие эксплуатационные скважины характеризуются проявлением межколонных давлений (МКД) из-за невысокого качества крепления их стволов и низкой продуктивностью ввиду несовершенства вскрытия продуктивных пластов. В связи с этим коэффициенты извлечения нефти и газа из продуктивных пластов при эксплуатации скважин становятся существенно ниже их потенциально возможных значений. Поэтому совершенствование способов и технологий повышения продуктивности скважин разрабатываемых месторождений является актуальной задачей исследований.

Цель работы. Разработка способов и технологий повышения продуктивности скважин для увеличения коэффициентов извлечения нефти и газа на разрабатываемых месторождениях.

Основные задачи исследований

1. Провести анализ и установить причины возникновения межколонных давлений и заколонных перетоков газа на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении, разработать способы их предупреждения и ликвидации.
2. Оценить естественную потенциальную продуктивность пластов и степень ее изменения при вторичном вскрытии. Усовершенствовать технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов.
3. Разработать эффективные способы определения дебита нефти и газа эксплуатационных скважин и методику оценки изменения их продуктивности в процессе эксплуатации.

Научная новизна. Установлены причины и развиты представления о механизме возникновения МКД. Показано, что гидростатическое давление столба твердеющего цементного раствора не обеспечивает требуемого (на 10-

15%) превышения над пластовым давлением и приводит к поступлению газа из пласта в заколонное пространство.

Сформулированы требования и разработаны технологии вторичного вскрытия объектов эксплуатации, обеспечивающие повышение продуктивности скважин. Теоретически обоснованы способы повышения эффективности вторичного вскрытия пласта в два этапа: при депрессии на пласт и на равновесии давлений в системе «скважина-пласт». Разработаны технологии забуривания вторых стволов малого диаметра за зону кольматации для увеличения степени дренирования продуктивных пластов.

Усовершенствован метод определения продуктивности скважин, в котором по замерам забойного давления и начальному участку кривой восстановления давления (КВД) определяется дебит нефти и газа.

Основные защищаемые научные положения.

1. Обоснование повышения надежности эксплуатационных скважин с использованием технологии оперативной оценки и предупреждения перетоков флюидов за колонной с образованием МКД в результате падения гидростатического давления столба тампонажного раствора и уменьшения объема цементного камня в процессе ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ);

2. Способы испытания обсадных колонн эксплуатационных скважин на герметичность;

3. Обоснование повышения эффективности освоения и эксплуатации скважин на основе технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов в два этапа: при депрессии и на равновесии давлений;

4. Технология вскрытия пласта через вырезанное окно в обсадной колонне бурением наклонно направленных стволов за зону кольматации для повышения продуктивности скважин;

5. Методика расчета дебита скважин и его изменения в процессе разработки месторождения по замерам забойного давления начальному участку (КВД).

Практическая ценность и реализация результатов работы.

Разработаны и запатентованы способы:

- повышения эффективности вторичного вскрытия пластов при депрессии и на равновесии давлений и забуриванием вторых стволов малого диаметра за зону кольматации (патенты РФ № 2087671 и 2235195);
- испытания обсадных колонн скважин на герметичность в процессе строительства и эксплуатации скважин (патент РФ № 2151261);
- оценки дебита скважин и изменения характера их работы в процессе эксплуатации (патенты РФ № 2001260 и 2087704).

Расширен и обоснован диапазон требований к оценке герметичности заколонного пространства скважин.

Результаты работы реализованы при испытании на герметичность обсадных колонн 400 скважин и освоении 300 скважин Заполярного месторождения. Разработаны три нормативно-технических документа, в т.ч. «Рекомендации по применению вязкоупругих тампонажных композиций для повышения надежности конструкции скважин в условиях ММП» (ВРД 39-1,18-079-2003).

Внедрение полученных результатов на Уренгойском и Заполярном месторождениях позволило повысить надежность эксплуатации и продуктивность скважин. ~

Апробация работы. Основные вопросы, изложенные в работе, докладывались и обсуждались в течение 1990-2004 годов на совещаниях в ООО «Ямбурггаздобыча», ООО «Уренгойгазпром», ООО «Астраханьгазпром», на НТС ОАО «Газпром», на научных и научно-технических конференциях РГУ им. И.М.Губкина, международных симпозиумах.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 17 работ. Диссертантом получено 6 патентов России на изобретения.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, выводов, списка использованной литературы (107 наименований) и приложений. Работа изложена на 131 страницах машинописного текста, содержит 29 рисунков и 9 таблиц.

Автор выражает искреннюю признательность и благодарность своему научному руководителю - д.т.н., проф. Тер-Саркисову Р.М, д.г-м.н., проф. Фоменко В.Г, д.т.н. проф. Леонову Е.Г., д.т.н., проф. Арабскому Е.К, д.т.н., проф. Ключову А.А, д.т.н. Нифантову В.И, д.г-м.н. Плотникову А.А, д.т.н., проф. Закирову С.Н, к.ф.-м.н. Харитонову А.Н., к.т.н. Зинченко И.А., к.т.н. Минигулову Р.М., к.г-м.н. Райкевичу М.И., к.т.н. Фаттахову З.М., к.т.н. Фокиной Л.М. за полезные замечания и помощь в выполнении работы; работникам ООО «Ямбурггаздобыча» за содействие во внедрении результатов диссертации.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении показана актуальность совершенствования процессов строительства скважин, вскрытия газонефтяных отложений и технологий оценки изменения продуктивности скважин в процессе разработки месторождений, сформулирована цель диссертационной работы, обоснованы основные задачи и методы исследований, раскрыта научная новизна и показана практическая значимость полученных результатов.

В первой главе охарактеризованы особенности геологического строения нефтегазоносного разреза газовых и нефтяных месторождений севера Западной Сибири и дан анализ особенностей разработки и эксплуатации скважин Заполярного, Ямбургского, Уренгойского и Самотлорского месторождений.

Показано, что огромные залежи углеводородов в Западной Сибири сосредоточены в основном в меловых отложениях, залегающих на глубинах 1000-3500 м. На северных месторождениях Западной Сибири выделяется до 10 нефтегазовых комплексов, подстилаемых водонасыщенными отложениями, которые значительно различаются между собой ареалами и литолого-фациальным составом. Нефтегазовые комплексы изолированы между собой региональными покрывками, выдерживающими перепады давлений с коэффициентом аномальности до 2 и более.

Наиболее освоенными являются залежи сеноманских отложений верхнего мела. В этих залежах сосредоточены основные запасы газа. Они обеспечивают до 85% объема добываемого в стране газа.

Региональной покрывкой газовых залежей сеноманского горизонта являются отложения кузнецовской свиты туронского возраста, представленные мягкими, вязкими, пластичными глинами с пелитовой и алевро-пелитовой структурой, мощностью до нескольких десятков метров, которые удерживают газ в ловушках. Выше покрывок залегают водонасыщенные проницаемые пласты с мощной (до 500м) зоной мерзлых пород.

К неокомским и ачимовским отложениям нижнемеловой системы приурочены также песчаные пласты, содержащие промышленные запасы газа, газового конденсата и нефти в нефтяных оторочках. Разработка этих залежей на сегодняшний день ведется недостаточно интенсивно.

Некоторые ученые прогнозируют открытие крупных и гигантских газоконденсатных и нефтяных месторождений на севере Западной Сибири в юрских отложениях. В XXI веке они могут стать основным резервом добычи нефти и газа России при разработке и внедрении более эффективных технологий их разработки. На сегодняшний день ведется пробная эксплуатация лишь отдельных залежей на Уренгойском и других месторождениях нефти и газа.

Сеноманская залежь **Заполярного** месторождения эксплуатируется с 2001г. На месторождении пробурено 446 эксплуатационных скважин. В 2004 году добыча газа из сеноманской залежи составила более 100 млрд.куб.м.

Другим объектом эксплуатации Заполярного месторождения являются неокомские залежи. В разрезе неокома выделено пять нефтегазоносных пластов БТ₆₋₈, БТ₁₀¹, БТ₁₁¹, БТ₁₁², БТ₁₁³. К настоящему времени на эти залежи пробурено 63 скважины, из которых 4 эксплуатационные.

При испытании этих пластов получены дебиты газа от нескольких тысяч до нескольких сот тысяч куб. м в сутки. Однако, по мнению специалистов из РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, полученные при испытании дебиты газа занижены в несколько раз. В 50% случаев при испытании потенциально продуктивных отложений приток флюидов не был получен из-за несовершенства вскрытия пластов перфорацией при репрессии и из-за кольтатации пласта жидкостью, на которой проводилось первичное и вторичное вскрытие.

На Заполярном месторождении продолжаются поиски и разведка залежей нефти и газа в отложениях нижнего мела и юры.

На **Ямбургском** месторождении ведется промышленная разработка сеноманской газовой и неокомских газоконденсатных залежей, а также поиски и разведка залежей нефти и газа в ачимовских и юрских отложениях.

Из сеноманской газовой залежи **Ямбургского** месторождения за время ее разработки добыто более 2,5 трлн. куб.м газа или около 45% от ее начальных запасов. Бурение скважин начато в 1985 году. На сеноманские отложения пробурено 911 скважин. Во многих скважинах, пробуренных на этом месторождении, выявлены межколонные давления и заколонные перетоки газа. Пластовое давление снизилось более чем в 3 раза и составило менее 4 МПа. Подъем газовой контакта превысил 40 метров. Более половины объема газовой залежи уже обводнилось. В 2002 г. месторождение вступило в период падающей добычи.

Высокий темп снижения пластового давления в начальный период разработки и обводнение наиболее проницаемых пластов сеноманских залежей связаны с перетоками газа из продуктивных пластов в вышезалегающие пласты с меньшим давлением через каналы, образованные в цементном кольце за обсадной колонной.

Разработка неокомских отложений начата в 1991 году после опережающего строительства скважин. Пробурено 345 эксплуатационных скважин, многие из которых введены в работу через 5-10 лет после окончания

их строительством. В скважинах, пробуренных на неокомские отложения, перетоки газа происходят через каналы в цементном кольце эксплуатационной колонны из неокомских отложений и через каналы, образованные в цементном кольце за технической колонной, из сеноманских.

Опережающее бурение неокомских скважин и ввод их в работу через 5-10 лет после окончания их строительством привели к еще большим потерям газа по заколонному пространству из неокомских и из сеноманских продуктивных пластов и обусловили ускоренное падение пластового давления и потери пластовой энергии. Дальнейшее снижение пластового давления приводит к обводнению скважин вследствие поступления вод из водоносных пластов, залегающих выше покрышек залежей.

На опытно-промышленных участках **Уренгойского** месторождения сеноманская газовая залежь, неокомские газоконденсатные пласты и нефтяные оторочки разрабатываются вместе.

Пробная добыча нефти, газа и газового конденсата ведется также из нижележащих ачимовских отложений, осложненных АВПД.

Газоконденсатная залежь Уренгойского месторождения эксплуатируется с 1985г. Опытно-промышленная эксплуатация нефтяных оторочек начата в июле 1987г. выборочным вводом в разработку четырех опытных участков. В процессе их эксплуатации отмечено, что при незначительных объемах отбора нефти происходит резкий рост газового фактора и снижение пластового давления с 28 до 20 МПа и ниже на опытных участках. В газоконденсатных частях залежи давление снизилось с 28 до 15 МПа, а в законтурной зоне осталось равным начальному пластовому давлению - 28 МПа.

Обводненность нефти составляет 10-18%. Столь незначительная обводненность и резкое снижение пластового давления в разрабатываемых пластах на фоне начального пластового давления в законтурной зоне залежей могут быть вызваны:

- перетоками флюидов по заколонному пространству скважин;

- перетоками нефти в газоконденсатные залежи при снижении давления в газоконденсатной части залежи;

- отсутствием водонапорного режима по всем опытным участкам в неокомских залежах;

Обводненность скважин связана с заколонными перетоками воды из верхних водоносных горизонтов по каналам, возникшим в цементном кольце после окончания скважин строительством. При снижении пластового давления в залежи перетоки за колонной сменяются на противоположные, и в залежь устремляется вода.

Для исключения негативных процессов, возникших при эксплуатации залежей с нефтяными оторочками Ямбургского и Уренгойского месторождений, необходимо разработать и внедрить на Заполярном и других вводимых в разработку месторождениях Западной Сибири новые решения и подходы к системе эксплуатации. Они призваны прежде всего обеспечить газогерметичность заколонного пространства скважин в интервале покрышек всех залежей, особенно осложненных АВПД. При проектировании разработки следует предусмотреть комплекс геолого-промысловых мероприятий по сохранению пластовой энергии всех продуктивных отложений месторождения, исключению перетоков флюидов через покрышки залежей по заколонному пространству скважин и поддержанию пластового давления в нефтяных пластах.

Во **второй главе** рассмотрены научно-методические основы исследования состояния крепления заколонной части газовых скважин на Заполярном месторождении. Показано, что проблема заколонных перетоков не нова и характерна для многих регионов. С развитием газовой промышленности и ростом объемов добычи газа ее решение приобретает важнейшее значение. Анализ опыта работы крупнейших нефтяных и газовых компаний мира показывает, что эта проблема не зависит от условий конкретного нефтяного или газового месторождения и обусловлена:

- снижением гидростатического давления на пласт за колонной при схватывании тампонажного раствора и усадке цементного камня после его затвердевания;

- низкой трещиностойкостью цементного кольца и его разрушением при испытании колонн на герметичность избыточным давлением и при проведении некоторых технологических операций в скважине;

- негерметичностью резьбовых соединений эксплуатационной колонны и элементов устьевого оборудования.

Одним из основных условий предупреждения заколонных перетоков является создание герметичного цементного кольца на стадии строительства и сохранение его герметичности при эксплуатации.

В работах Левайна (1996г.) и А. Боннета (1998г.), показано, что газ может поступать из пласта за колонну только в случае снижения давления за колонной ниже пластового. Давление за колонной может быть только гидростатическим и обеспечить его могут только текучие системы, но не камень. Установлено, что в затрубном пространстве сразу после цементирования снижается гидростатическое давление столба цементного раствора. В результате усадки уменьшается абсолютный объем системы «цемент — вода» в процессе гидратации. При этом, если пластовое давление превышает гидростатическое давление столба цементного раствора, происходят миграция газа и образование в цементном кольце каналов.

Во ВНИИГАЗе А.А. Ключовым и З.М. Фаттаховым с участием диссертанта исследовано влияние различных тампонажных композиций на изменение гидростатического давления столба цементного раствора для выбора оптимальных составов по предупреждению газопровывлений при эксплуатации скважин, в т.ч. в многолетнемерзлых породах (рис. 1).

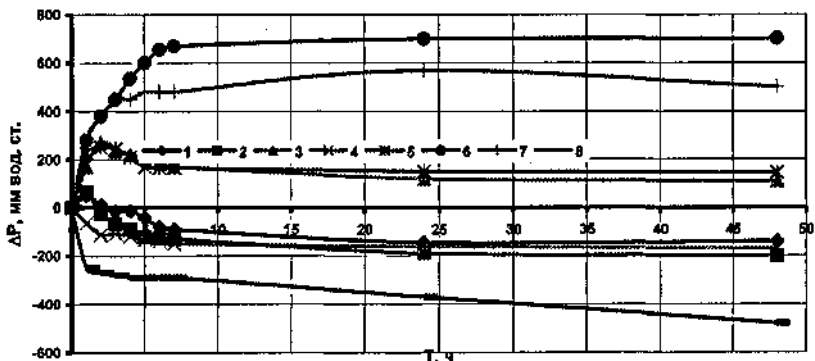


Рисунок 1. Динамика гидростатического давления столба тампонажного раствора DR во времени T.

- 1 - 90 мас.% портландцемента кл. "G", 10 мас.% АПСМС ($\rho = 1,40 \text{ г/см}^3$);
- 2 - 88 мас.% портландцемента кл. "G", 12 мас.% бентонитового глинопорошка ($\rho = 1,75 \text{ г/см}^3$);
- 3 - 92 мас.% портландцемента кл. "G", 8 мас.% вспученного вермикулита ($\rho = 1,46 \text{ г/см}^3$);
- 4 - 100 мас.% портландцемента кл. "G" ($\rho = 1,92 \text{ г/см}^3$) 40 : 57 : 3 мас.% ($\rho = 1,28 \text{ г/см}^3$);
- 5 - 90 мас.% портландцемента кл. "G", 5 мас.% АПСМС, 5 мас.% вспученного вермикулита ($\rho = 1,45 \text{ г/см}^3$);
- 6 - незамерзающий тампон на основе соляробентонитовермикулитовой смеси в соотношении, соответственно, 45 : 51 : 4 мас.% ($\rho = 1,18 \text{ г/см}^3$);
- 7 - незамерзающий тампон на основе соляробентонитовермикулитовой смеси в соотношении, соответственно, 88 мас.% портландцемента кл. "G", 12 мас.% торфа ($\rho = 1,60 \text{ г/см}^3$).

На рис.1 показаны результаты исследований и динамика изменения гидростатического давления столба цементного раствора при его затвердевании. При этом подтверждены выводы Д. Левайна и А. Боннета. Показано, что обычные тампонажные системы на основе портландцементов не компенсируют падение гидростатического давления, а сжимаемые композиции, в т.ч. незамерзающие вязкоупругие тампоны на основе бентонитовермикулитодизельной смеси, создают противодействие на пласт.

На Заполярном месторождении межколонные перетоки выявлены в 175 из 314 введенных в разработку скважинах, что составляет более 55% фонда

работающих скважин. Распределение скважин Заполярного месторождения по величинам МКД и по УКПГ приведено в таблице 1.

Таблица 1

УКПГ	Фонд скважин		без МКД		с МКД		в т.ч с МКД, МПа					
	Кол.	%	Кол.	%	Кол.	%	До 0,5		05-10		Более10	
							Кол.	%	Кол.	%	Кол.	%
1С	128	40,8	42	32,8	86	67,2	22	17,2	62	48,4	2	1,6
2С	159	50,6	85	53,5	74	46,5	14	8,8	51	32,1	9	5,6
3С	27	8,6	12	44,4	15	55,6	8	29,6	6	22,2	1	3,8
Всего	314	100	139	44,3	175	55,7	44	14	119	37,9	12	3,8

В скважинах УКПГ 1С, насосно-компрессорные трубы которых снабжены комплексом скважинного оборудования (КСО) с пакером, затрубное пространство выше пакера было заполнено конденсатом. В этих скважинах автором были проведены исследования межколонного пространства для определения источника поступления газа в МКП и причин возникновения МКД по специально разработанной методике, заключающейся в следующем:

1. Замеряются начальное межколонное и затрубное давления.
2. Уменьшается межколонное давление до минимально возможной величины через фиксированный диаметр стравливающего устройства (задвижку или вентиль). При этом производится регистрация МКД во времени с одновременным замером изменения в процессе стравливания.
3. После закрытия задвижки или вентиля межколонного пространства снимается кривая восстановления (через 1, 3, 5, 10, 15, 20 и 30 минут, а затем через каждые 30 минут) до полного его восстановления с одновременным замером значений
4. Затрубное давление стравливается до минимально возможной величины или выхода конденсата. Это давление регистрируется одновременно с замером изменения . Определяется количество выпущенного газа.

5. Закрывается задвижка затрубного пространства. Снимается кривая восстановления через 1, 3, 5, 10, 15, 20 и 30 минут, а затем через каждые 30 минут до полного его восстановления в затрубном пространстве.

6. Одновременно стравливаются в скважине

7. Одновременно закрываются задвижки затрубного и межколонного пространств, еще раз снимаются кривые восстановления через 1,3,5,10,15,20 и 30 минут в межколонном и затрубном пространствах.

Было установлено, что основной причиной межколонных перетоков являются миграция газа из продуктивных горизонтов к устью скважины по зацементированному заколонному пространству.

Поступление газа в межколонное пространство по зацементированному заколонному пространству от кровли залежи, минуя затрубное пространство скважины, наглядно иллюстрируется на кривых восстановления давления

Причину поступления газа в такой ситуации можно объяснить только негерметичностью цементного кольца за обсадной колонной скважины. Подобное явление отмечено в 31 из 39 скважин, в которых проводились исследования по вышеописанной методике.

Наличие межколонных перетоков можно выявить также путем интерпретации данных межколонных и затрубных давлений. Скорость роста в МКП не зависит от наличия и величины Эта скорость выше скорости роста при одновременном процессе восстановления давления. Более того, при стравленном скорость роста в МКП возрастает. Этот эффект можно объяснить расширением обсадных труб под действием давления в затрубном пространстве и уменьшением путей (каналов) перетоков газа по цементному кольцу. В таких ситуациях движение газа происходит по заколонному пространству, минуя затрубное пространство скважины. Подобное явление наблюдалось в 19 скважинах.

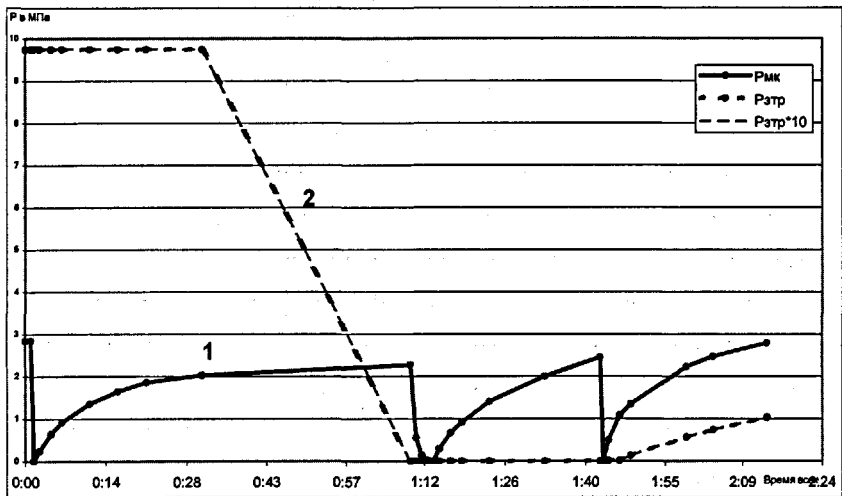


Рисунок 2. Результаты исследования технического состояния скв. 1041 22.06.02. Кривые восстановления межколонного (1) и затрубного давлений (2).

Проведенными исследованиями выявлена проницаемость пород, залегающих выше покрышки залежи и ниже границы залегания мерзлых пород. Эти породы поглощают газ при его поступлении через межколонное пространство. При опрессовке цементного кольца кондуктора и пород, залегающих ниже на 3-5 м, избыточным давлением 2,5 МПа было замечено, что в скважинах Заполярного месторождения это давление резко падает. В отдельных скважинах наблюдается падение давления практически до нуля. Этот эффект показывает, что при прорыве пластового газа к породам, залегающим под толщей ММП, в них в последующем начинается формирование техногенных скоплений и залежей газа.

Высока вероятность проникновения газа до устья и через межколонное пространство из-за его негерметичности. Негерметичность полностью зацементированного МКП между обсадной колонной и кондуктором была установлена при опрессовке устья практически всех скважин Заполярного месторождения давлением 10,6 МПа.

Выявлена причина разгерметизации обсадных колонн в интервале набора кривизны отдельных скважин Уренгойского и Ямбургского месторождений. Обсадные колонны в зацементированных до устья наклонно направленных скважинах в осевом направлении жестко связаны цементным камнем с породами вскрытого ими разреза. Регулярно повторяющиеся выступы муфт обсадной колонны оказываются жестко вмонтированными в цементный камень кольца, с одной стороны, и в неравномерный по диаметру наклонно направленный ствол скважины, с другой стороны. Поэтому цементный камень застревает на муфтах обсадной колонны и создает дополнительные сдавливающие или растягивающие напряжения на колонну по всей ее длине.

Дополнительная разгерметизация заколонного пространства происходит при опрессовке обсадных колонн технической водой. В нижней части колонны создается избыточное давление, значительно превышающее давление за колонной. Образование микротрещин в цементном кольце происходит при превышении давления в колонне на 5-7 МПа выше давления за колонной. При опрессовке колонны избыточное давление у ее башмака достигает 10-15 МПа за счет гидростатического давления жидкости опрессовки в стволе скважины (рис.3).

При испытании жидкостью избыточное давление к забоям скважины увеличивается на величину гидростатического давления столба, которое для сеноманских скважин Заполярного месторождения (линия 3) соответствует 13,5 МПа. Давление на забое достигает 25 МПа. Цементное кольцо (ЦК) за колонной разрушается при создании в колонне избыточного давления в 6 МПа. (линия 5). При этом на всем протяжении колонны образуются вертикальные микротрещины. Линия 2 отражает минимальное давление для проверки герметичности обсадной колонны. Точка пересечения линий 5 и 2 на глубине 800 м определяет безопасное давление опрессовки обсадной колонны газом, при котором разрушение (ЦК) не происходит.

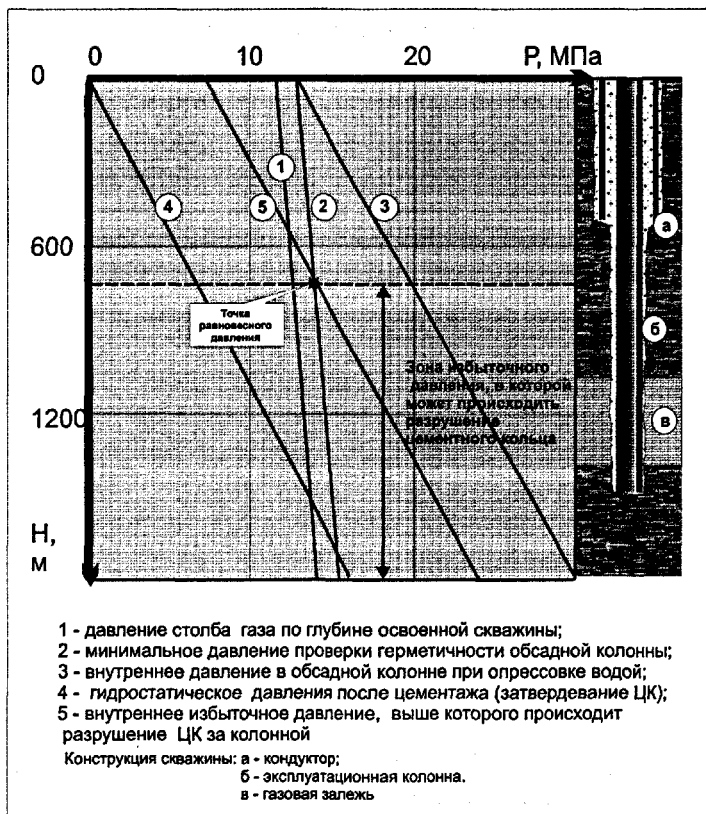


Рис.3. Схема проведения испытаний обсадных колонн сеноманских скважин на герметичность.

Для исключения влияния избыточного давления и предотвращения образования в цементном камне микротрещин было предложено проводить опрессовку обсадных колонн газовых скважин непосредственно после окончания цементирования. После закачки и последующей продавки цементного раствора за колонну и получения давления в колонне поднимают до давления опрессовки. Под этим давлением скважина находится не менее 30 мин.

По этой технологии на Заполярном месторождении было опрессовано более 400 скважин. В 300 скважинах колонна признана герметичной.

Межколонные давления в скважине замерялись в верхней и нижней частях межколонного пространства. Отмечено также появление за кондуктором грифонов газа. Появление межколонных перетоков в скважинах Заполярного месторождения связано также с качеством резьбовых соединений спущенных в скважину обсадных труб и темпом набора угла искривления скважин (табл. 2).

Таблица 2

Р _{м/к} , МПа	К-во скв. УКПГ-1С		Э/к скомпон.из импортных труб		Э/к в зоне ММП из импортных труб		Э/к скомпнов. из отечеств. труб	
	кол.	%	кол.	%	кол.	%	кол.	%
0	46	40	11	61,1	18	45	17	24,3
0-0,5	22	17,2	2	11,1	7	17,5	13	18,6
0,5-4	37	28,9	4	22,2	12	30	21	30
4-10	20	15,6	1	5,6	2	5	17	24,3
> 10	3	2,3	0	-	1	2,5	2	2,8
	128		18	14	40	31	70	55

Приведенные в таблице результаты замеров $P_{м/к}$ скважин с различной компоновкой обсадной колонны трубами импортного и отечественного производства наглядно свидетельствуют о недостаточной герметичности труб отечественного производства.

Межколонные давления более 0,5 МПа выявлены в 60 (47%) из 128 скважин УКПГ-1с. При этом процент негерметичности скважин, обсаженных колонной импортного производства составил только 28% (5 скважин из 18). В 70 скважинах с обсадной колонной отечественного производства межколонные давления проявились в 40 скв. (57%). В скважинах с комбинированной компоновкой труб (в зоне ММП трубы импортного производства, а остальные - отечественные трубы) давления проявились в 14 скв. (35%).

Третья глава посвящена разработке технологий по обеспечению газогерметичности заколонного пространства скважин. Технологии защищены патентами РФ № 2235858,2155261.

Для предупреждения МКД и заколонных перетоков флюидов по цементному кольцу из продуктивных пластов рекомендуется:

1. Изменить конструкцию газовых скважин. Башмак обсадной колонны необходимо устанавливать в непроницаемых породах покрышки залежи с последующим цементированием колоны до вскрытия продуктивного пласта. В этом случае непробуренная часть покрышки залежи послужит естественным экраном на пути миграции газа при ОЗЦ и последующей эксплуатации скважин. Каналы миграции газа не будут созданы и газ не будет поступать в заколонное пространство скважины. Вскрытие пласта следует производить бурением центрального ствола скважины и системы наклонно направленных и разветвленных стволов с последующей установкой щелевого фильтра в центральный ствол.
2. Если продуктивный пласт перекрывается обсадной колонной, то колонну следует цементировать только в интервале продуктивного пласта, включая покрышку залежи, а заколонное пространство выше покрышки залежи. Заколонное пространство выше покрышки заполняется незамерзающим в интервале ММП 0-450 м составом, обеспечивающим гидростатическое давление на пласт за колонной выше давления в газоносном пласте. Такой состав готовится на буровой на основании отработанного глинистого раствора с выбуренным шламом.

Для предупреждения разгерметизации заколонного пространства скважин опрессовку обсадных колонн следует проводить сразу после продавки раствора за колонну или газом в 2 этапа - при репрессии давления и депрессии при сниженном уровне жидкости в стволе скважины.

Для ликвидации перетоков флюидов через покрышку залежи разработан способ, при котором часть обсадной колонны удаляется вместе с цементным кольцом и возникшими каналами миграции с последующей герметизацией этого интервала.

Рекомендовано также изменить конструкцию и технологию крепления скважин, пробуренных на неокомские отложения, с целью предотвращения утечек газа по цементному кольцу за обсадными колоннами через покрышки залежей.

В четвертой главе изложены разработанные автором способы и технологии вскрытия пластов, обеспечивающие их высокую продуктивность. Технологии предусматривают вскрытие пласта при депрессии и равновесии давлений, а также через вырезанное окно в обсадной колонне или удаленную часть колонны в интервале покрышки залежи с последующим вскрытием пласта бурением наклонно направленных и разветвленных стволов малого диаметра за зону кольматации (патенты РФ № 2087671,2235195).

Вторичное вскрытие следует проводить в два этапа при депрессии на пласт и на равновесии давлений в системе «скважина-пласт». Это достигается переводом скважины на конденсат, перфорацией нижнего интервала с последующим опорожнением скважины до чистого газа и затем перфорацией продуктивного пласта в газовой среде на равновесии пластового и забойного давлений. Применение такой технологии позволяет избежать проникновения в пласт жидкости вторичного вскрытия, что, в свою очередь, приведет к ускоренной очистке призабойной зоны скважины от техногенных жидкостей, увеличению продуктивности скважины и ускоренному выходу на рабочий режим работы. Коэффициент продуктивности в скважинах, освоенных по новой технологии, в среднем повышается в три раза относительно скважин, освоенных по стандартной методике (рис 4).

Скважины №№ 2-6 куста 117 освоены по стандартной технологии с репрессией давлений на пласт раствором CaCl_2 с удельным весом $1,28\text{г/см}^3$. Скважина № 1 была освоена по разработанной новой технологии. Перфорация выполнялась в 2 этапа - при депрессии и равновесии давлений в системе «скважина-пласт». В результате продуктивность этой скважины оказалась более чем в 3 раза выше, чем других скважин куста с совершенно идентичными характеристиками.

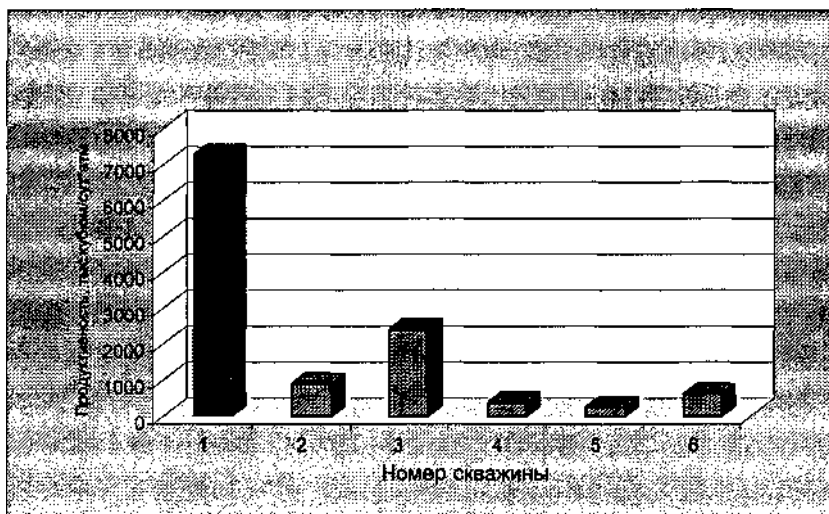


Рисунок 4. Сравнение продуктивности куста скважин, испытанных по проектной и разработанной диссертантом технологиям.

Технология вторичного вскрытия пласта внедрена более чем на 300 скважинах Заполярного месторождения (по состоянию на 20.07.2004 года). Во всех случаях были получены результаты по продуктивности, существенно превосходящие показатели в скважинах, вскрытых по проектным технологиям при репрессии на пласт. Время вывода на рабочий режим скважин, осваиваемых по новой разработанной технологии, снижается на треть, что приводит к экономии большого количества газа, снижаются выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и увеличивается срок бескомпрессорной эксплуатации скважин. В скважинах, освоенных по новой технологии, отсутствуют механические примеси (песок, шлам и т.п.), что снижает износ оборудования и повышает экономичность освоения скважин.

Помимо этого для увеличения продуктивности была предложена конструкция скважины с открытым продуктивным горизонтом, в интервал которого на НКТ спущен щелевой фильтр. Продуктивность скважин, исследованных таким способом, существенно превосходила продуктивность

скважин, в которых пласты вскрывались по проектным технологиям. Технология с шелевым фильтром привела к значительной экономии дорогостоящих труб эксплуатационной колонны.

Разработанная технология повторного освоения скважин путем вырезки окна в обсадной колонне и бурения через это окно наклонно направленных и разветвленных стволов малого диаметра в интервал продуктивного пласта позволила не только реанимировать скважину, но и значительно увеличить ее продуктивность по сравнению с традиционными способами вскрытия пласта. Заполнение ствола малого диаметра отсортированным гравием или проппантом позволило закрепить стволы и не допустить разрушения продуктивного пласта.

В пятой главе охарактеризованы разработанные автором новые способы определения производительности нефтяных и газовых скважин (патенты РФ № 2001260,2087704).

Для повышения эффективности контроля за работой нефтяных и газовых скважин наряду с прямыми способами замера дебита предлагается использовать нетрадиционные способы определения дебита и газового фактора действующих скважин по замерам забойных и устьевых параметров, при которых в качестве замерной емкости выступает объем скважины. По начальному участку кривой восстановления давления в скважине определяется скорость прироста давления в единицу времени, и по интегральной зависимости определяется дебит газожидкостной смеси поступившей из пласта в скважину. Газовый фактор определяется по градиенту давления флюида в стволе скважины. Результаты расчета дебита и газового фактора скважин имеют высокую сходимость с прямыми замерами дебита скважин на промыслах. Способ внедрен на Уренгойском, Ямбургском и Заполярном месторождениях. Получены значения дебитов по результатам замеров 1174 забойных давлений с начальным участком КВД в нефтяных скважинах и более чем 40 регистрации КВД на устье скважин после их закрытия.

В шестой главе приведено обоснование необходимости организации эколого-гидрогеологического контроля разработки Заполярного месторождения.

Исучаемая территория является природной комплексной биогеохимической провинцией с повышенными, относительно фоновых для сходных ландшафтно-климатических условий, содержаниями ряда биогенных органических веществ и микрокомпонентов в воздухе и осадках атмосферы, поверхностных и подземных водах, почвах и породах. Заколонные перетоки газа из-за негерметичности цементного кольца могут оказывать существенное влияние на состояние окружающей среды.

В главе систематизируются виды, источники техногенного воздействия и способы утилизации отходов. Рассмотрены ландшафтно-климатические, структурно-тектонические, геолого-гидрогеологические и геокриологические условия территории. На основе новых данных автора с привлечением фондовых материалов систематизированы компоненты химического состава природных экосистем, изучены закономерности их распространения и формирования.

Организация эколого-гидрогеологического мониторинга позволит снизить масштабы негативного воздействия на экосистемы с позиций как «парникового эффекта», так и загрязнения сопутствующими газу токсичными органическими и неорганическими компонентами (фенолами, ПАУ, NH₃, R²⁺, H₂S²⁺ и др.)

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ:

1. Установлены причины и выявлены источники межколонных давлений, заколонных движений флюидов и разгерметизации покрышки газовой залежи;

2. Разработаны способы предупреждения возникновения межколонных давлений и заколонных перетоков и их ликвидации, позволяющие повысить надежность эксплуатационных скважин;
3. Оценена естественная потенциальная продуктивность пластов и степень ее изменения при вторичном вскрытии. Разработан и запатентован способ повышения эффективности вторичного вскрытия пластов при депрессии и на равновесии давлений и забуриванием вторых стволов малого диаметра за зону кольматации, опробованный при освоении более 300 скважин Заполярного месторождения;
4. Разработан и запатентован способ испытания обсадных колонн скважин на герметичность в процессе их строительства и эксплуатации;
5. Разработаны и запатентованы эффективные способы определения дебитов нефти и газа эксплуатационных скважин. Разработана методика оценки изменения характера работы скважин в процессе эксплуатации;
6. Оценены дебиты скважин и изменения характера их работы в процессе эксплуатации по 1174 замерам забойного давления и начального участка КВД на забое нефтяных скважин на Уренгойском месторождении и по 40 замерам на устье газоконденсатных скважин Уренгойского, Ямбургского и Заполярного месторождений;
7. Экономический эффект от внедрения авторских разработок уже превысил 100 млн. рублей.

Основные положения диссертации опубликованы в научных работах:

1. Динков А.В., Свечников А.М., Райкевич СИ. Условия вторичного вскрытия продуктивных нефтесодержащих горизонтов Уренгойского месторождения // Тез. докладов 2-ой Всесоюзной научной конференции «Нефть и газ Западной Сибири». - Тюмень, 1989.-С. 16.

2. Басниев К.С., Алиев З.С., **Райкевич СИ.** и др. Рекомендации по исследованию скважин Ямбургского месторождения // Газовая промышленность. - 1999. - №1. - С.45-47.
3. Леонов Е.Г., **Райкевич СИ.**, Балицкий В.П. О совершенствовании конструкции эксплуатационных сеноманских скважин с целью повышения их надежности на Заполярном НГКМ // Материалы 3-го Международного семинара «Горизонтальные скважины», - г. Москва, 2000 г. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2000. - С.42.
4. Подюк В.Г., Андреев О.П., **Райкевич СИ.**, Зинченко И.А., Минигулов Р.М. Новая технология вторичного вскрытия высокопродуктивных пластов газовых скважин // Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Труды Международного технологического симпозиума / Институт нефтегазового бизнеса. - г. Москва, март 2004 г. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2000. - С. 16.
5. Исаев В.И, Леонов Е.Г, **Райкевич СИ.** Гидростатические давление двухфазных сред при бурении и эксплуатации скважин// НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ВНИИОЭНГ, 2002 - №1. - С. 21-22.
6. **Райкевич СИ.** Причины повышения межколонного давления в газовых скважинах Заполярного ГНКМ, пути решения этой проблемы // Материалы НТС ОАО «Газпром» по проблемам межколонных газопроявлений на АГКМ. г. Астрахань, 2002. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. - С. 66-70.
7. Ключов В.А., Фаттахов З.Г., Добренков А.Н., Потапов И.А., **Райкевич СИ.** О причинах возникновения межколонных давлений и путях их предупреждений в газовых скважинах // Пути повышения эффективности и качества строительства скважин: Материалы НТС ОАО «Газпром». - г. Тюмень, 2003 г. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003, - С.38-45.
8. Вялов В.В., Леонов Е.Г., **Райкевич СИ.** Испытания на герметичность обратных клапанов и эксплуатационных колонн// НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ВНИИОЭНГ, 2003 - №4. - С. 10-14
9. **Райкевич СИ.** Межколонные давления и заколонные движения флюидов в скважинах. Пути решения проблемы // Труды международного технологического симпозиума «Интенсификация добычи нефти» / Институт нефтегазового бизнеса. - г. Москва, март 2003 г.- М., 2003. - С. 579-587.

10. **Райкевич СИ.** Нетрадиционные способы определения производительности скважин на нефтегазовых месторождениях // Труды международного технологического симпозиума/ «Интенсификация добычи нефти» / Институт нефтегазового бизнеса. - г. Москва, март 2003 г. - М., 2003. - С. 588-589.
- И. Ключов А.А., Рябоконт А.А., Фролов А.А., **Райкевич СИ.** Рекомендации по приготовлению и применению вязкоупругих тампонажных композиций для повышения надежности конструкций скважин в условиях многолетнемерзлых пород: ВРД 29-1.18-079-2003. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. - 10 с.
12. Способ определения дебита и газового фактора действующих нефтяных скважин: пат. № 2001260 Рос. Федерация / **Райкевич СИ.**
13. Способ определения дебита действующей газовой скважины: пат. № 2087704 Рос. Федерация / **Райкевич СИ.**
14. Способ вторичного вскрытия продуктивных пластов нефтяных и газовых скважин: пат. № 2087671 Рос. Федерация / **Райкевич СИ.** и Кучеровский В.М.
15. Способ испытания обсадных колонн газовых скважин на газогерметичность: пат. № 2151261 Рос. Федерация / **Райкевич СИ.,** Леонов Е.Г., Весельский В.В.
16. Способ вторичного вскрытия продуктивных пластов газовых скважин: пат. № 2235195 Рос. Федерация / **Райкевич СИ.,** Андреев О.П., Райкевич А.И., Минигулов Р.М.
17. Способ предупреждения миграции газа по заколонному пространству нефтяных и газовых скважин, а также последующих межколонных газопроявлений на их устье: пат. № 2235858 Рос. Федерация / **Райкевич СИ.**

Заказ № 53
Тираж - 120 экз.

Лицензия № 020878 от 20 мая 1999 г.
Подписано к печати 20.12.2004 г.

Объем - 1 уч.-изд.л. Ф-т: 60х84/16

Отпечатано в ООО «ВНИИГАЗ» по адресу: 412717,
Московская обл., Ленинский район, пос. Развилка

24126