УДК 622

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И СНИЖЕНИЕ РИСКОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ПХГ. ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

FORECASTING AND DECREASE IN RISKS AT CONSTRUCTION AND OPERATION OF WELLS ON OIL AND GAS FIELDS AND UGS. PROBLEMS AND DECISIONS

Климов Вячеслав Васильевич
кандидат технических наук, профессор,
Кубанский государственный
технологический университет
VVKlimov2010@gmail.com

Аннотация. Впервые в нефтегазовой отрасли предложена концепция непрерывного мониторинга технического состояния крепи скважин при их строительстве и эксплуатации силами супервайзерских и геофизических служб.
Показаны предпосылки для повышения качества строительства скважин путем прогнозирования износа обсадных колонн по данным бурения, проведения инструментальных исследований по его определению геофизическими методами, перехода от традиционного принципа «реагировать и исправлять» к принципу «предвидеть и предотвращать» путем проведения своевременных геолого-технических мероприятий, направленных на предотвращение образования сквозных повреждений обсадных колонн и повышение качества цементирования скважин.

Проведен анализ эффективности геофизических методов и приборов, применяемых для определения технического состояния обсадных колонн и зацементированного заколонного пространства скважин. Предложены инновационные решения по их совершенствованию для решения задач диагностики и снижения рисков как при строительстве, так и при эксплуатации скважин.

Ключевые слова: качество строительства скважин, износ обсадных колонн, инструментальные исследования, геофизические методы, предотвращение образования сквозных повреждений обсадных колонн.

Klimov Vyacheslav Vasilyevich
Candidate of Technical Sciences, professor,
Kuban state technological university
VVKlimov2010@gmail.com

Annotation. For the first time in oil and gas branch the concept of continuous monitoring of technical condition is offered fix wells at their construction and operation by forces the supervayzerskikh and geophysical services. Prerequisites for improvement of quality of construction of wells are shown in the way:- forecasting of wear upsetting colon according to drilling; carrying out tool researches on his definition by geophysical methods; transition from the traditional principle «to react and correct» to the principle «to expect and prevent» by holding the timely geological and technical actions directed to prevention of formation of through damages of upsetting columns and improvement of quality of cementation of wells.

The analysis of efficiency of the geophysical methods and devices used to definition of technical condition of upsetting columns and the cemented behind-the-casing space of wells is carried out. Innovative solutions on their improvement for the solution of problems of diagnostics and decrease in risks are proposed both at construction, and at operation of wells.

Keywords: quality of construction of wells, wear of upsetting columns, tool researches, geophysical methods, prevention of formation of through damages of upsetting columns.

Часть 1.
Современное состояние проблемы строительства и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях и ПХГ

Анализ промысловых данных по нефтегазовым месторождениям и ПХГ показывает, что процент брака при строительстве скважин недопустимо велик и не имеет национальных границ.

Так, в отечественной практике из 2600 законченных скважин более 1500 имели различного рода осложнения в процессе их крепления (табл. 1).

Дефекты цементного кольца в заколонном пространстве скважин приводят к обводнению продукции, что обуславливает необходимость проведения дорогостоящих ремонтно-изоляционных работ (РИР), причем обводнение пластов происходит не только за счет подъема подошвенной воды к интервалам перфорации скважин, но и за счет снижения давления в продуктивных пластах, межпластовых и заколонных перетоков воды, образующихся из-за низкого качества цементирования скважин.

Объемы добычи и обводненность продукции основных компаний России в в 2000 году приведены в таблице 2. (Более поздних данных в технической литературе не найдено и нет оснований считать, что существуют какие-то значимые предпосылки для кардинальных изменений в лучшую сторону).

Таблица 1 – Основные виды осложнений, имевших место при креплении скважин

Вид осложнения	Количество скважин	% от общего количества
Плохое качество цементирования по данным АКЦ	812	31,45
Преждевременное обводнение продукции скважин	411	15,9
Заколонные проявления	122	4,7
Недоподъем цементных растворов до проектной высоты	109	4,2
Недопуск колонны до забоя	26	1,0
Негерметичность резьбовых соединений и колонной головки	18	0,7
Оголение низа колонны	10	0,4
Прихват обсадных колонн	4	0,15
Всего	1512	58,5

Таблица 2 – Объемы добычи и обводненность продукции основных компаний России

Компании	Добыча жидкости, тыс. т	Добыча нефти, тыс. т	Обводненность, %
НК «Башнефть»	139,4	12,26	91,2
«ЛУКОЙЛ»	217,2	62,18	75,4
«Роснефть»	40,8	13,51	69,5
«Сибнефть»	49,8	17,20	67,2
«Сиданко»	92,8	12,95	79,1
«Славнефть»	96,2	12,27	87,6
«Сургутнефтегаз»	248,3	40,62	84,5
«Тюменская НК»	263,3	28,58	92,4
«Татнефть»	136,6	24,34	82,4

(Попутно отметим, что зарубежные нефтяные компании добывают из истощенных пластов по три тонны воды на каждую тонну извлекаемой нефти, при этом более 40 млрд долл. тратится ежегодно на утилизацию воды).

Проблема обеспечения герметичности крепи скважин приобретает особую актуальность на газовых месторождениях и подземных хранилищах газа, где чередуются режимы закачки и отбора газа, что приводит к ухудшению сцепления цементного камня с обсадными колоннами и возникновению межпластовых перетоков флюидов, образованию техногенных залежей, потерям газа и загрязнению окружающей среды.

В России 39 % скважин ПХГ имеют межколонные давления (МКД). При этом распределение величин МКД таково:

– до 0,5 МПа – в 61 % скважин;
– от 0,5 МПа до 1,0 МПа – в 17,5 % скважин;
– от 1,0 МПа до 3,0 МПа – в 17,0 % скважин;
– от 3,0 МПа до 5,0 МПа – в 3,8 % скважин.

В таблице 3 приведены сведения о подземных хранилищах газа в России и за рубежом, из которой следует, что проблема герметичности крепи скважин и на ПХГ остается нерешенной.

Еще сложнее обеспечить надежное разобщение пластов-коллекторов и герметичность заколонного пространства в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, где имеют место разрывы сплошности цементного кольца (с полным или частичным отсутствием его в какой-либо части) и образование флюидопроводящих каналов как в цементном камне, так и на границах: колонна – цемент – порода.

Проблема обеспечения герметичности крепи скважин распадается на ряд взаимосвязанных проблем, основными из которых являются:

– проблема обнаружения механических и коррозионных повреждений труб и мест негерметичности в обсадных колоннах при строительстве и эксплуатации скважин;
– проблема определения состояния цементного камня (трещин, переточных каналов и контактов по границам сред колонна – цемент – порода);
– проблема обнаружения заколонных перетоков флюидов и определения путей миграции газа;
– проблема определения причин образования межколонных давлений;
– проблема определения источников обводнения добываемой углеводородной продукции;
– проблема выбора оптимальной технологии проведения ремонтных работ;
– проблема выбора интервалов закачки и рецептур ремонтных тампонажных составов;
– проблема определения путей распространения тампонажных составов за эксплуатационными обсадными колоннами и др.

Из приведенных данных можно сделать вывод о том, что при разработке нефтегазовых месторождений и при эксплуатации ПХГ указанные проблемы требуют скорейшего решения.

Таблица 3 – Сведения о подземных хранилищах газа в России и за рубежом

ПХГ	Страна	Первая закачка газа	Время обнаружения перетока	Объект хранения газа	Существующее состояние
Хершер	США	Апрель 1953 г.	Август 1953 г.	Водоносный пласт	Эксплуатируется с перетоком
Лерой	США	1972 г.	1978 г.	Водоносный пласт	Эксплуатируется с перетоком
Кетцин	Германия	1965 г.	1968 г.	Водоносный пласт	Переток ликвидирован
Эшенфельд	Германия	1967 г.	1969 г.	Водоносный пласт	Эксплуатируется с перетоком
Лаб	Словакия	1971 г.	1973 г.	Газовое месторождение	Переток ликвидирован
Осиповичи	Беларусь	1976 г.	1978 г.	Водоносный пласт	Эксплуатируется с перетоком
Северо-Сохское	Узбекистан	1978 г.	1987 г.	Газовое месторождение	Переток ликвидирован
Рязанское	Россия	1958 г.	1958 г.	Водоносный пласт	Хранилище ликвидировано
Калужское	Россия	1959 г.	1960 г.	Водоносный пласт	Эксплуатируется с перетоком
Колпино	Россия	1963 г.	1966 г.	Водоносный пласт	Хранилище ликвидировано
Гатчина	Россия	1963 г.	1965 г.	Водоносный пласт	Эксплуатируется с перетоком
Совхозное	Россия	1974 г.	1992 г.	Газовое месторождение	Эксплуатируется с перетоком

Нами проведены комплексные исследования в области изучения условий возникновения, характера повреждений обсадных колонн и дефектов цементного камня при строительстве и эксплуатации скважин, имевших место в различных горно-геологических условиях.

На рисунке 1.1 показаны порезы труб обсадной колонны резцами бурильного инструмента при спуско-подъемных операциях.

Износ обсадной колонны замками бурильных труб при спуско-подъемных операциях показан на рисунке 1.2.

Рисунок 1.1 – Порезы труб обсадной колонны резцами бурильного инструмента при спуско-подъемных операциях

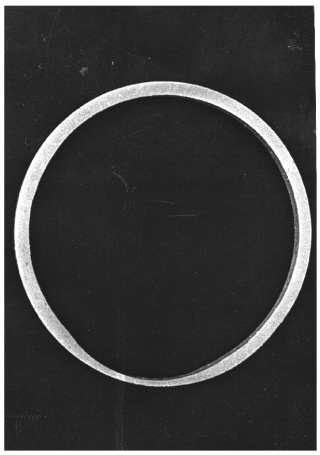

Рисунок 1.2 – Износ обсадной колонны замками бурильных труб при спуско-подъемных операциях

Сквозное отверстие – свищ с размытыми краями в зоне износа обсадной колонны показан на рисунке 1.3.

Разрушение резьбового соединения в зоне износа обсадной колонны показано на рисунке 1.4.

Порыв и трещина в зоне износа обсадной колонны показаны на рисунке 1.5.

Разрушение обсадной колонны в зоне искривления ствола скважины показано на рисунке 1.6.

Иссечение обсадной колонны резцами долот при разбуривании цементных стаканов показано на рисунке 1.7.

Порыв обсадной колонны из-за действия внутреннего давления при ее опрессовке показан на рисунке 1.8.

Рисунок 1.3 – Сквозное отверстие – свищ в зоне износа обсадной колонны

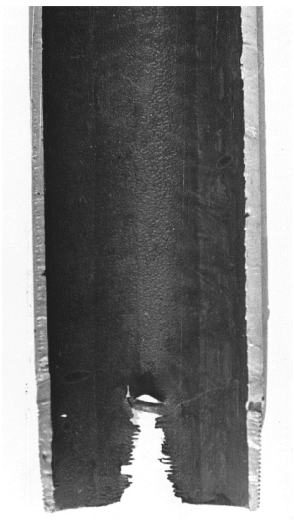

Рисунок 1.4 – Разрушение резьбового соединения в зоне износа обсадной колонны

Рисунок 1.5 – Порыв и трещина в зоне износа обсадной колонны

Рисунок 1.6 – Разрушение обсадной колонны в зоне искривления ствола скважины

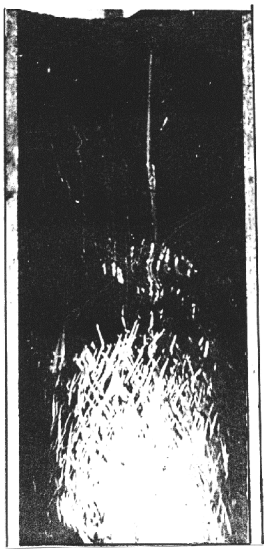

Рисунок 1.7 – Иссечение обсадной колонны резцами долот при разбуривании цементных стаканов

Рисунок 1.8 – Порыв обсадной колонны из-за действия внутреннего давления при ее опрессовке

Коррозионное повреждение внутренней поверхности обсадной колонны показано на рисунке 1.9.

Коррозионное повреждение наружной поверхности обсадной колонны показано на рисунке 1.10.

Флюидопроводящие каналы в цементном камне, образующиеся на месте глинистого раствора после его обезвоживания показаны на рисунке 1.11.

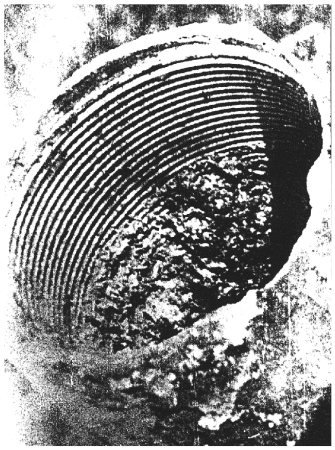

Рисунок 1.9 – Коррозионное повреждение внутренней поверхности обсадной колонны

1.10 – Коррозионное повреждение наружной поверхности обсадной колонны

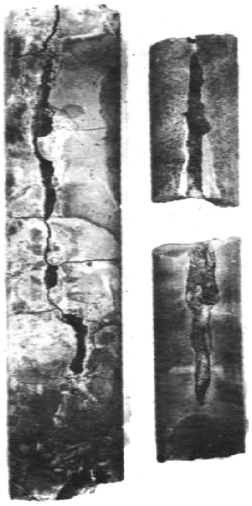

Рисунок 1.11 – Флюидопроводящие каналы в цементном камне, образующиеся на месте глинистого раствора после его обезвоживания

Часть 2.
Концепция прогнозирования и снижения рисков при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа

Не подлежит сомнению тот факт, что указанные повреждения обсадных колонн и дефекты цементного камня, образующиеся на этапах строительства скважин, создают риски возникновения аварийных ситуаций с тяжелыми экономическими, социальными и иными последствиями, а также экологических потрясений и даже катастроф.

Они пагубно влияют на эксплуатационную надежность, экологическую безопасность и эффективность работы нефтегазовых скважин из-за образования межколонных давлений, заколонных перетоков флюидов, загрязнения недр и обводнения добываемой углеводородной продукции.

Все это предопределяет вывод скважин из эксплуатации, необходимость проведения большого объема ремонтно-изоляционных работ (РИР), а также значительные материальные и финансовые потери.

Нами разработана концепция прогнозирования и снижения рисков на протяжении всей жизни скважин – с начала бурения и до их консервации или ликвидации. Основные составляющие данной концепции приведены на рисунке 2.1.

В практическом плане разработана комплексная система проведения диагностических и геолого – технических мероприятий при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях и ПХГ (рис. 2.2).

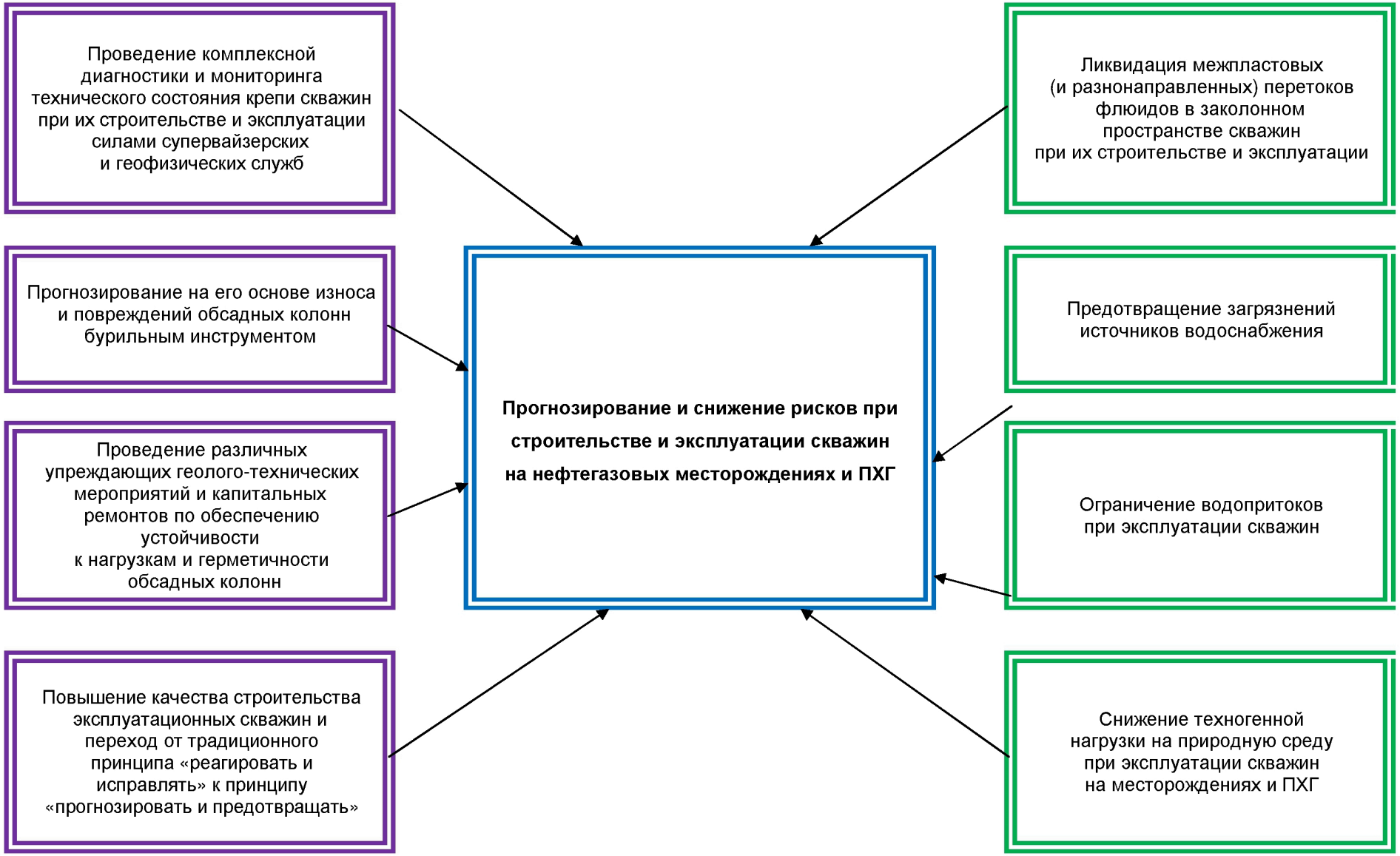

Рисунок 2.1 – Концепция прогнозирования и снижение рисков при строительстве и эксплуатации скважин

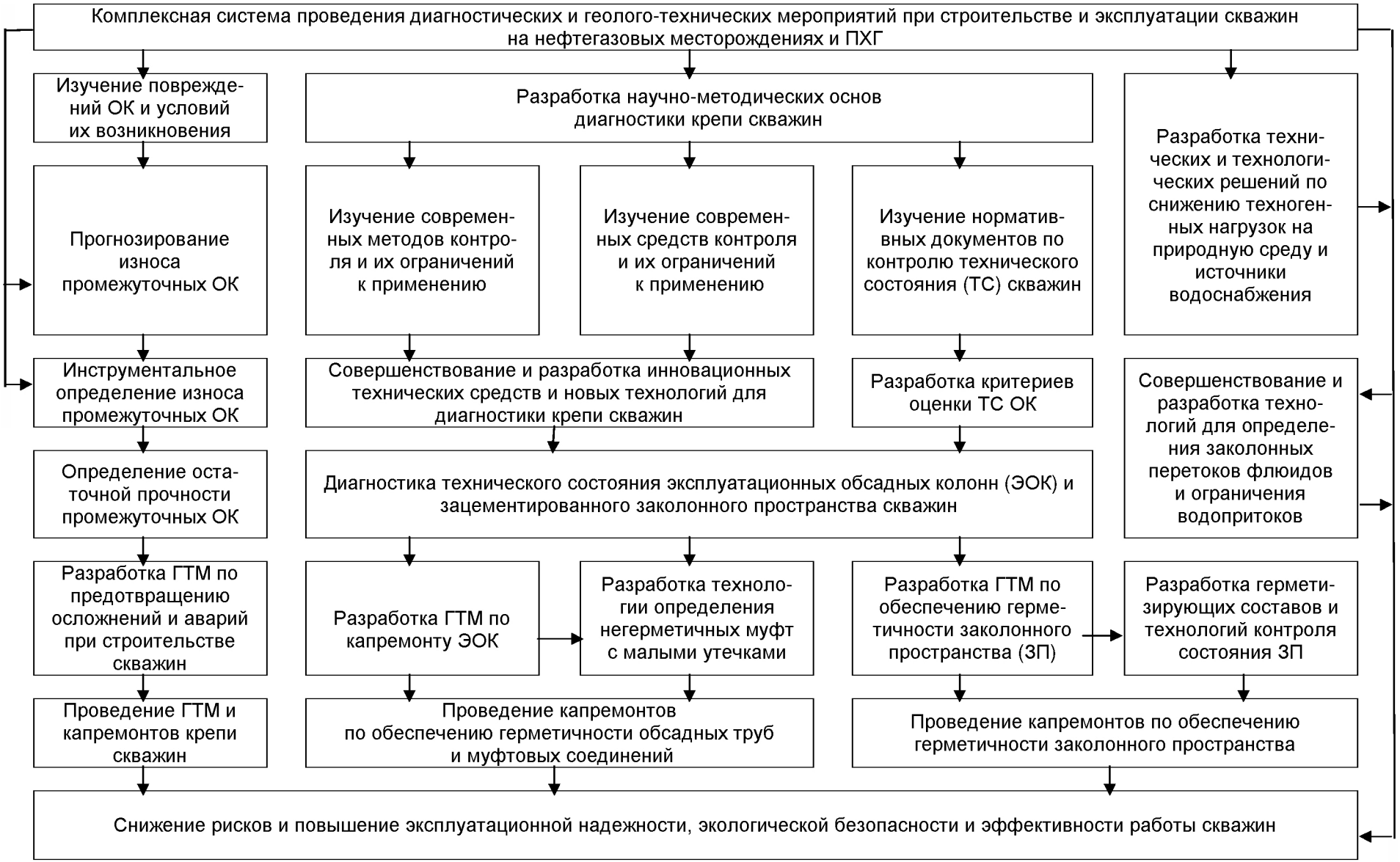

Рисунок 2.2 – Комплексная система проведения диагностических и геолого-технических мероприятий

В свою очередь, для реализации данной комплексной системы проведения диагностических и геолого-технических мероприятий оказалось необходимым разработать:

– методику прогнозирования интервалов и величины износа обсадных колонн;

– методику определения критических (наружных и внутренних давлений) для обсадных колонн с учетом их износа;

– приборное обеспечение нового поколения для инструментального определения профиля внутренней поверхности (проходного сечения) и величины износа обсадных колонн;

– методику интерпретации данных профилеметрии обсадных колонн в наклонно-горизонтальных скважинах, позволяющую получать достоверную информацию о геометрических параметрах и износе обсадных труб при эксцентричном положении скважинного прибора;

– научно – методические основы и приборное обеспечение для диагностики технического состояния обсадных колонн и заколонного пространства скважин;

– новые (не имеющие аналогов за рубежом) технические средства и технологии для обнаружения перетоков флюидов и определения путей миграции газа в заколонном пространстве скважин;

– новые технологии для определения источников обводнения добываемой углеводородной продукции скважин;

– новые технологии для определения путей распространения ремонтных тампонажных составов в заколонном пространстве скважин;

– новые технические и технологические решения по снижению техногенных нагрузок на природную среду и источники водоснабжения;

– новые рецептуры ремонтных тампонажных составов для ликвидации перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин и ограничения водопритоков и др.

Автором разработаны:

1. Комплекс технических решений для реализации методов:

– термометрии (патенты России на изобретение № 2193169, № 2315268, №. 2315323 и № 2395684);

– магнитных методов контроля обсадных колонн (авторское свидетельство на изобретение № 1597997 и патент России на изобретение № 2328731);

– модифицированных акустических методов оценки качества цементирования скважин (патенты России на изобретения № 2102597 и № 2405936);

– электромагнитной трубной профилеметрии (авторское свидетельство на изобретение № 1343925 и патент России на изобретение № 2410538);

– электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн, свободного от влияния аномальной намагниченности обсадных колонн, эксцентриситета и параметров бурового раствора (авторские свидетельства на изобретения № 1574058 и № 1716901);

– электромагнитной вихретоковой толщинометрии для обнаружения коррозионных повреждений обсадных колонн (авторское свидетельство на изобретение № 1717803);

– снятия оттисков (авторское свидетельство на изобретение № 2143558);

2. Принципиально новый комплексный скважинный прибор (не имеющий аналогов за рубежом) для определения проходного сечения обсадных колонн, мест негерметичности в их муфтовых соединениях и выявления перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин (патент России на изобретение № 2102597).

3. Состав для ликвидации перетоков флюидов за эксплуатационными колоннами в нефтегазовых скважинах (патент России на изобретение № 2527443).

4. Новые технологии:

– дефектоскопии обсадных колонн электромагнитными методами, включая технологию размагничивания обсадных труб;

– обнаружения интервалов щелевой перфорации в обсадных колоннах;

– определения мест негерметичности промежуточных и эксплуатационных обсадных колонн в наклонно-горизонтальных скважинах (Патент России на изобретение № 2134779);

– определения мест негерметичности в муфтовых соединениях труб обсадных колонн с малыми утечками (по газу);

– определения путей распространения ремонтных тампонажных составов для ликвидации перетоков флюидов за эксплуатационными обсадными колоннами (патент России на изобретение № 2199007);

– определения источников обводнения добываемой углеводородной продукции и выявления интервалов негерметичности заколонного пространства скважин (патент России на изобретение № 2405934);

– обнаружения межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин и комплексной оценки качества цементирования скважин (патент России на изобретение № 2405936);

– комплексной оценки качества перфорации обсадных колонн в нефтегазовых скважинах (патент России на изобретение № 2097549);

– снижения техногенной нагрузки на природную среду при разработке нефтегазовых месторождений и эксплуатации ПХГ (патент России на изобретение № 2385014).

Указанные разработки явились основой для создания научно – методических основ и комплексного аппаратурно-методического обеспечения диагностики технического состояния крепи нефтегазовых скважин (рис. 2.3).

Они прошли апробацию на нефтяных и газовых месторождениях (в том числе и на месторождениях с АВПД и высокими температурами) и могут быть рекомендованы к широкому применению в нефтегазовой отрасли.

Практическая реализации предложенной концепции позволит повысить эксплуатационную надежность, экологическую безопасность и эффективность работы нефтегазовых скважин.

Рисунок 2.3 – Основные направления исследований