

На правах рукописи

Панычев Сергей Иванович

**Повышение эффективности разобщения пластов
при креплении нефтяных и газовых скважин
(на примере месторождений Томской области)**

Специальность 25.00.14 «Технология
и техника геологоразведочных работ»

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Томск - 2005

Работа выполнена в Томском научно-исследовательском институте нефти и газа (ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК») и Томском политехническом университете

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор Чубик Пётр Савельевич

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор Рожков Владимир Павлович

кандидат технических наук, с.н.с. Рубинштейн Олег Иделевич

Ведущая организация: Стрежевской филиал ЗАО «Сибирская сервисная компания»

Защита диссертации состоится «26» октября 2005 г. В 15 часов в 210 аудитории 1 учебного корпуса на заседании диссертационного совета Д.212.269.07 при Томском политехническом университете по адресу: 634050, Россия, г.Томск, пр. Ленина, 30.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке Томского политехнического университета

Автореферат разослан « » сентября 2005г.

Учёный секретарь
диссертационного совета

Евсеев В.Д.

Общая характеристика работы

Актуальность проблемы. Эффективность геологоразведочных работ и разработки нефтяных и газовых месторождений во многом зависит от качества строительства скважин. Наиболее сложной задачей при креплении скважин на месторождениях Западной Сибири является качественное разобшение при близком расположении нефте-водо-газоносных пластов, когда расстояние от границ интервала перфорации до ближайшего источника обводнения или газа менее 10 м и в этом интервале отсутствуют глинистые перемычки значительной (более 4-6 м) мощности. При близком расположении нефте-водо-газоносных пластов резко возрастает вероятность прорыва воды или газа в интервал перфорации скважины по геологическим или техническим причинам. Низкое качество разобшения пластов при строительстве разведочных скважин является одной из главных причин получения некорректной информации при их испытании, что в дальнейшем сказывается на результатах подсчёта запасов нефти и газа. Опыт разработки месторождений со сложно построенными залежами показывает, что в первый год эксплуатации обводняется до 30% от общего числа вводимых скважин. При этом имеют место большие дополнительные затраты на проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР). В эксплуатационном бурении эти затраты составляют около 60%, а в разведочном бурении - почти 80% от общих затрат на крепление скважин. Для объективного испытания и эффективной эксплуатации скважин необходимо, чтобы состояние крепи скважины в интервале между пластами обеспечивало возможность приложения необходимых величин депрессии. При низком качестве крепления скважина эксплуатируется при небольшой депрессии на пласт с низким дебитом. При превышении критических для состояния крепи нагрузок вместе с нефтью будет поступать подошвенная вода. В случае наличия близкорасположенных газовых пластов требования к качеству крепи ещё более возрастают. Эта проблема особенно актуальна для условий эксплуатации нефтяных скважин при механизированном способе добычи со спуском погружных насосов практически в интервал перфорации. При этом величина депрессии на пласт может достигать значений 20,0 МПа и более. Качество крепления в таких условиях должно быть на очень высоком уровне

Целью работы является повышение эффективности разобшения пластов в разведочном и эксплуатационном бурении путём внедрения научно обоснованных разработок по совершенствованию технологии крепления нефтяных и газовых скважин.

Задачи исследований. Для достижения сформулированной цели необходимо решить следующие задачи:

На примере месторождений Томской области:

- провести анализ состояния проблемы разобшения пластов при креплении нефтяных и газовых скважин;
- исследовать влияние геолого-технических факторов на качество первичного цементирования и эффективность разобшения пластов;
- разработать рекомендации по выбору рациональной технологии крепления в зависимости от геологических условий разобшения пластов;
- провести анализ существующих технологий установки заколонного пакера на заданной глубине скважины и разработать новый способ точной установки;
- провести научно-обоснованное совершенствование существующих технологий крепления скважин с целью повышения эффективности разобшения пластов.

Методика исследований. Поставленные задачи решались путём проведения исследований с использованием методов математической статистики и компьютерных программ, экспериментальных и промысловых исследований. Использовались как стандартные, так и разработанные в рамках настоящей работы методики исследований.

Научная новизна выполненной работы заключается в следующем:

1. Научно обоснован и разработан комплексный подход к изучению проблемы разобщения пластов при креплении разведочных и эксплуатационных нефтяных и газовых скважин на примере месторождений Томской области.

2. Установлены механизм и закономерности влияния геолого-технических факторов на качество цементирования и эффективность разобщения пластов, знание которых позволяет выбирать наиболее эффективную технологию крепления в конкретных условиях бурения скважин.

3. Обоснован новый способ разобщения пластов, обеспечивающий возможность установки заколонного пакера на заданной глубине скважины без опасности прихвата обсадной колонны.

4. Обоснован, апробирован и внедрён комплекс технологических разработок по повышению эффективности разобщения пластов при креплении нефтяных и газовых скважин.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается соответствием расчётных и опытных данных, полученных при проведении значительного объёма теоретических, экспериментальных и промысловых исследований и положительными результатами производственных испытаний и внедрения разработок в практику крепления скважин.

Практическая ценность.

1. Результаты исследований влияния геологических факторов на качество цементирования и эффективность разобщения пластов использованы при разработке технологических регламентов и проектировании строительства разведочных и эксплуатационных скважин.
2. Разработанные и апробированные технологические регламенты по креплению скважин используются отраслевыми институтами при проведении научно-исследовательских и проектных работ, технологическими службами буровых и добывающих предприятий - при разработке планов на крепление скважин и оценке качества разобщения пластов.
3. Внедрение новых и совершенствование существующих технологий крепления скважин позволило повысить качество крепления 30 разведочных и 200 эксплуатационных нефтяных и газовых скважин в ОАО «Томскнефть» ВНК и ОАО «Томскгазпром». Экономический эффект от внедрения разработок в ценах на 1.01. 2005г. составил 33 млн. 355 тыс. руб.

Исходный материал и личный вклад. В диссертационную работу наряду с исследованиями, выполненными лично автором, вошли результаты теоретических, экспериментальных и промысловых исследований, выполненных при непосредственном участии автора в качестве ответственного исполнителя 14 научно-исследовательских работ. При этом непосредственно автором по каждой теме выполнены: постановка задачи, обоснование методик исследований, основная часть патентных исследований, обобщение и анализ исходного материала, составление программ и методик предварительных и приёмочных испытаний, разработка основных положений технологических регламентов, написание заключительных отчётов и защита их на научно-технических советах. Автор принимал непосредственное участие в разработке и

проведении промысловых испытаний новых технологий, в работах по адаптации и совершенствованию существующих технологий крепления скважин.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на межотраслевых научно-практических конференциях «Основные принципы выбора технологии, технических средств и материалов при строительстве и ремонте скважин» и «Техника и технология заканчивания и ремонта скважин в условиях АНПД», проводимых научно-производственным объединением «Бурение» (Анапа, 2002); международной конференции «Нефтегазовому образованию в Сибири-50 лет», посвящённой 50-летию кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений (горючих ископаемых) (Томск, 2002); международной научно-технической конференции «Проблемы научно – технического прогресса в бурении скважин», посвящённой 50-летию кафедры бурения скважин института геологии и нефтегазового дела ТПУ (Томск, 2004); научно-практической конференции «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области» (Томск, 2004).

Публикации. Основное содержание диссертации опубликовано в 22 печатных работах. Получено 1 авторское свидетельство на изобретение.

Объём и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, основных выводов и рекомендаций; изложена на 188 страницах машинописного текста, содержит 29 рисунков, 34 таблицы, список литературы из 111 наименований и 7 приложений.

Содержание работы

Во введении обосновывается актуальность темы диссертации, излагаются цель, задачи и методика исследований; формулируются научная новизна, основные защищаемые положения и практическая ценность работы; приводится информация о реализации результатов исследований, исходных материалах, личном вкладе автора, об апробации диссертационной работы, её объёме и структуре.

В первой главе приведены результаты анализа техники и технологии крепления нефтяных и газовых скважин. Приведены общие понятия о креплении скважин и методические основы оценки качества разобщения пластов. Проведён обзор отечественного и зарубежного опыта. Сформулированы задачи исследований.

Во второй главе рассмотрено состояние проблемы качества разобщения пластов на примере месторождений Томской области. При этом особое внимание уделено оценке влияния качества разобщения пластов на эффективность испытания и эксплуатации скважин. Традиционные конструкции эксплуатационных и разведочных скважин и технология их бурения во многом схожи. Соответственно, идентичны и проблемы при креплении таких скважин. Вместе с тем в Томской области проводится бурение разведочных скважин малого диаметра (СМД), что является новацией в отечественной практике нефтяного бурения. На примере скважины №105 Южно-Черемшанского месторождения приведены опыт и проблемы при креплении СМД. Проблемы при креплении наклонно-направленных и горизонтальных газовых скважин приведены на примере Мыльджинского месторождения.

В третьей главе приведены результаты исследования влияния геолого-технических факторов на качество цементирования скважин и эффективность разобщения пластов. На примере Крапивинского месторождения проведены исследования зависимости качества цементирования от характера насыщения пластов

различными флюидами; зависимости качества цементирования от зенитного угла скважины; зависимости качества цементирования от проницаемости пластов. Проверено соответствие расчётных значений предельных нагрузок на крепь величине фактически прилагаемых депрессий при эксплуатации скважин. Проведено исследование влияния проницаемости нефти и водонасыщенных пластов на эффективность разобщения пластов.

В четвёртой главе приводятся результаты исследования эффективности применяемых технологий установки заколонного пакера на заданной глубине в скважине. Рассмотрены существующие методы. Обоснован новый способ точной установки пакера и конструкция скважинного прибора. Выбран канал связи. Приведены результаты стендовых и промысловых испытаний.

В пятой главе приведены результаты внедрения научно обоснованных разработок данной диссертационной работы при совершенствовании технологии крепления скважин на месторождениях Томской области. Одна из разработок посвящена решению проблемы повышения качества цементирования в случае применения цемента с истекшими сроками хранения. От всех существующих технологий отличается более высокой износостойкостью гидроактиватора (в 6 – 8 раз выше по сравнению с другими существующими конструкциями) и высокой эффективностью активации при низких давлениях (30 – 50 МПа). Проведение гидравлической активации улучшает свойства тампонажного раствора за счет снижения показателя фильтрации в 2 ÷ 3 раза; повышения седиментационной устойчивости и стабильности. Прочность цементного камня на изгиб возрастает в 1,3 ÷ 2 раза, прочность его контакта с металлической поверхностью повышается в 2 ÷ 3 раза. Приведённые данные получены непосредственно в процессе промысловых испытаний.

В заключении приводятся основные выводы и рекомендации.

Основные защищаемые положения

Положение 1. Применение расширяющихся тампонажных материалов (РТМ) позволяет сохранить высокое качество первичного цементирования при зенитных углах до 30^0 в продуктивной зоне скважин и тем самым повысить их производительность в период эксплуатации, независимо от характера насыщения пластов и значений их проницаемости.

В связи с низкой седиментационной устойчивостью традиционно применяемых тампонажных растворов с увеличением угла скважины качество цементирования снижается. В связи с этим профили наклонно-направленных скважин проектируются с условием вертикального или субвертикального пересечения продуктивного пласта. Вместе с тем, с увеличением зенитного угла при пересечении скважиной продуктивного пласта повышается её продуктивность за счёт увеличения длины нефтенасыщенного интервала.

В качестве примера для исследования влияния геолого-технических факторов на качество цементирования скважин выбрано Крапивинское нефтяное месторождение. На этом месторождении проводится бурение скважин с большими отходами забоя скважины от вертикали (2000 и более метров), применяется технология гидроразрыва пластов при освоении скважин, применяется метод интенсификации притока созданием повышенных депрессий на пласт при освоении и эксплуатации скважин путём спуска электроцентробежных погружных насосов на большую глубину, во многих случаях, до интервала перфорации. Для обеспечения высокого качества разобщения пластов в этих

условиях цементирования интервала продуктивной зоны проводится расширяющимися тампонажными материалами. В настоящее время расширяющиеся тампонажные материалы широко применяются и на других месторождениях Томской области. Механизм и закономерности влияния геолого-технических факторов на качество цементирования и эффективность разобщения пластов, в отличие от традиционно применяемых тампонажных материалов, почти не изучены, что и было учтено при постановке задач исследований.

Для анализа использованы материалы интерпретации по 114 разведочным и эксплуатационным скважинам Крапивинского месторождения. По данным широкополосной акустической цементометрии (АКЦ) с применением графоаналитического метода были рассчитаны коэффициенты качества цементирования на контакте цементного камня с эксплуатационной колонной (породой) в интервале залегания каждого пласта в продуктивной зоне скважин и в целом по интервалу Ю₁. Коэффициенты качества цементирования (Кц) и зенитные углы рассчитаны в интервале каждого пласта, слагающего горизонт Ю₁. Общее количество таких пластов в выборке скважин - 1670. Среднее значение коэффициента качества цементирования на контакте с колонной равно 0,91, на контакте с породой - 0,73, что на 30 % выше соответствующих показателей в случае использования обычных тампонажных растворов.

Исследования зависимости качества цементирования от зенитного угла проведены автором с использованием стандартных методов математической статистики. Линейный корреляционный анализ между зенитным углом и коэффициентом качества цементирования проведён с целью ответа на вопрос о необходимости дальнейшего изучения зависимости между этими величинами и целесообразности ее практического применения. По каждой скважине был подсчитан коэффициент корреляции пар «зенитный угол-качество цементирования по колонне» и «зенитный угол-качество цементирования по породе». Результаты анализа приведены в табл. 1, где R₁- коэффициент корреляции между зенитным углом и качеством цементирования по колонне, R₂- коэффициент корреляции между зенитным углом и качеством цементирования по породе.

Результаты корреляционного анализа приведены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты корреляционного анализа между зенитным углом и качеством цементирования

№ скв.	R ₁	R ₂	№ скв.	R ₁	R ₂
300	-0,56	-0,13	374	0,39	-0,05
301	0,10	-0,72	381	-0,32	-0,48
309	0,13	-0,73	359	0,18	0,35
319	-0,26	-0,50	362	0,23	0,06
320	-0,09	-0,20	403	-0,26	-0,29
326	0,13	-0,62	327	-0,66	-0,39
350	0,39	0,25	350	0,37	0,28
325	-0,15	0,20	323	-0,59	-0,45
326	0,18	-0,67	366	-0,14	-0,22
327	-0,63	-0,18	368	-0,37	-0,28
345	-0,06	0,10	372	0,07	0,30
374	0,53	-0,34	298	0,37	-0,26

Из приведённых данных следует, что зависимость между зенитным углом и качеством цементирования непостоянная и знакопеременная. Принято считать, что если абсолютное значение коэффициента корреляции равно 0,4 и менее, то это показатель слабой связи между исследуемыми параметрами; значение более 0,4, но менее 0,7 - показатель умеренной связи, а значение 0,7 и более - показатель значимой связи параметров. В результате анализа установлено, что значение коэффициента корреляции пары «зенитный угол- качество цементирования по колонне» находится в диапазоне от - 0,66 до 0,53. Связь между параметрами по отдельным скважинам характеризуется как умеренная, а по большинству скважин - слабая. Слабая зависимость также наблюдается при корреляционном анализе пары «зенитный угол - качество цементирования по породе», поскольку, как и в предыдущем случае, связь знакопеременная и значения коэффициента корреляции находятся в интервале от -0,73 до 0,35. Зависимость качества цементирования от зенитного угла по некоторым скважинам, где наблюдались наибольшие корреляционные зависимости, приведена на рис.1. на примере скв.327.

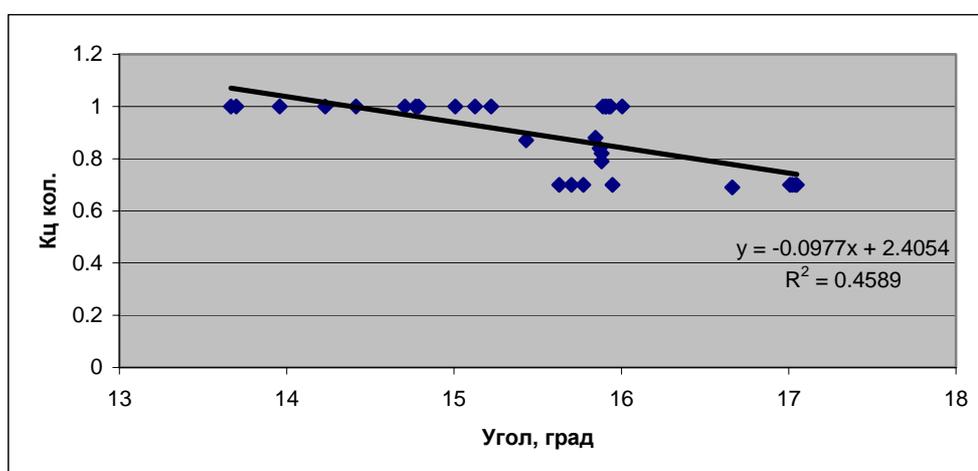


Рис. 1. График зависимости качества цементирования от зенитного угла в продуктивной зоне скважины №327 на контакте с колонной

Проведение корреляционного анализа по усредненным данным зенитного угла и качества цементирования также не выявило значимой связи между параметрами. Так, коэффициент корреляции между зенитным углом и качеством цементирования по колонне имеет значение 0,06, а между зенитным углом и качеством цементирования по породе - 0,1.

Далее в работе рассмотрена степень влияния зенитного угла на качество цементирования при комплексном исследовании геологических и технических факторов. Для этого построена трёхмерная модель изменения качества цементирования в зависимости от зенитного угла и мощности интервала цементирования, представленная на рис.2, 3, 4, 5. На рис. 3 и 5 отмечены точки, характеризующие измерения, подписи - мощность/угол. При анализе исследована степень изученности выборки, характеризующаяся плотностью и характером распределения точек наблюдения на поверхностях, отображающих изменение качества цементирования по колонне/породе в зависимости от мощности интервала цементирования и зенитного угла. Выявлены участки поверхности, в которых максимальная плотность размещения указанных точек (рис. 6), и, следовательно, это участки с наибольшей изученностью (выделены цветом); при помощи изолиний выделена зона с максимальными значениями

параметра. Таким образом, в этой зоне должны быть наиболее достоверные результаты, что необходимо учитывать при дальнейшем анализе.

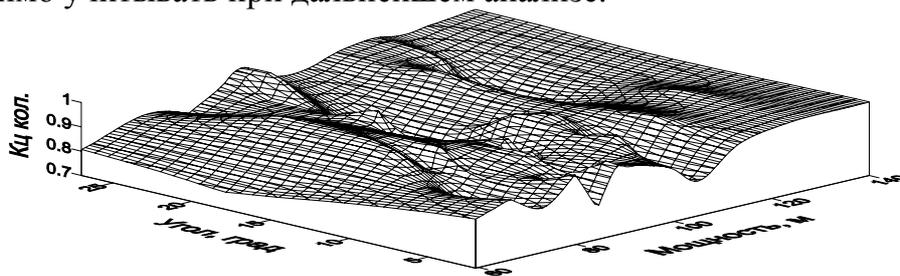


Рис. 2. Рельеф изменения качества цементирования по колонне в зависимости от мощности интервала цементирования и зенитного угла (в виде трехмерного изображения регулярной сетки)

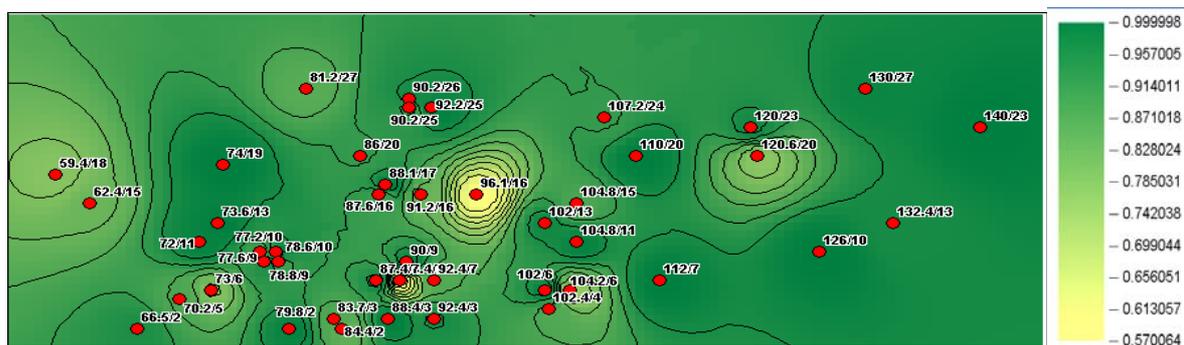


Рис. 3. Рельеф изменения качества цементирования по колонне в зависимости от мощности интервала цементирования и зенитного угла (в виде цветовой раскраски регулярной сетки)

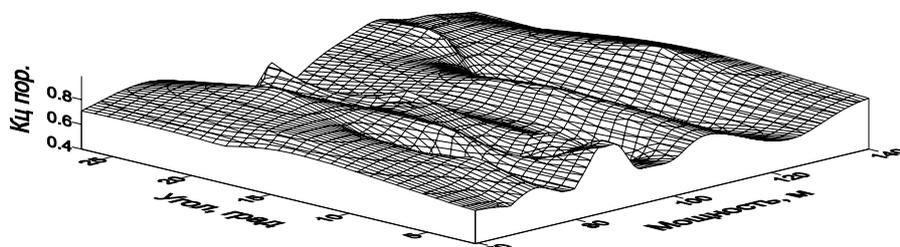


Рис. 4. Рельеф изменения качества цементирования по породе в зависимости от мощности интервала цементирования и зенитного угла (в виде трехмерного изображения регулярной сетки)

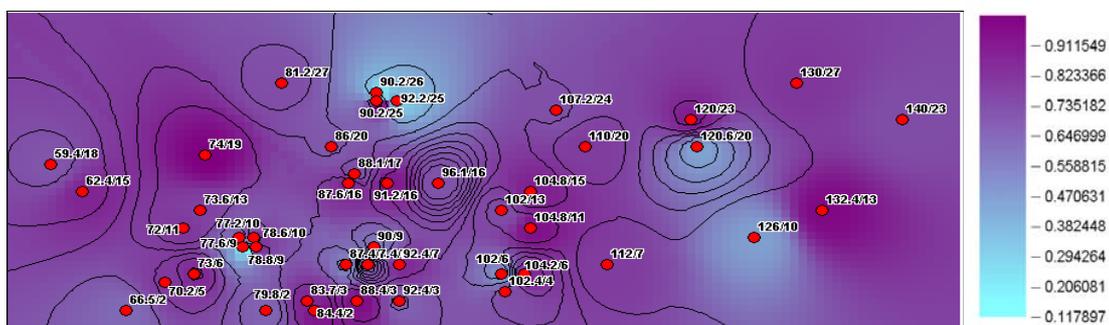


Рис. 5. Рельеф изменения качества цементирования по породе в зависимости от мощности интервала цементирования и зенитного угла (в виде цветовой раскраски регулярной сетки)

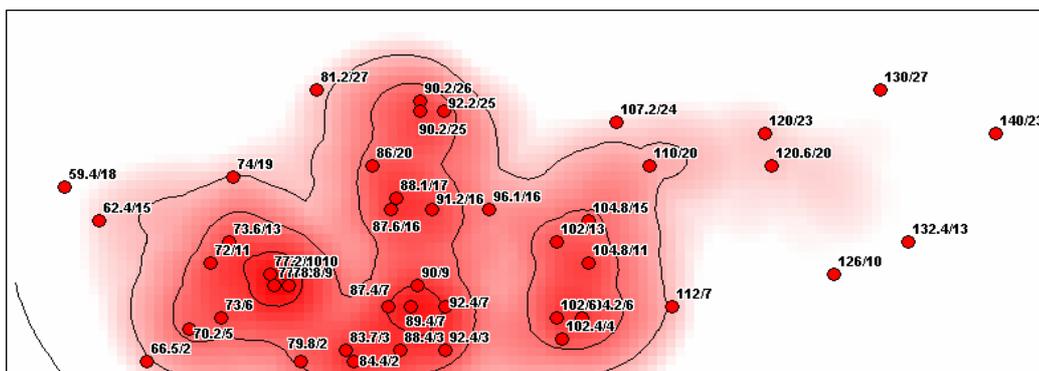


Рис. 6. Характеристика изученности диапазонов значений мощности интервала и зенитного угла

Далее на основе указанных выше сеток вычислялся парный коэффициент корреляции, который позволяет представить пространственное распределение связей только между двумя явлениями, описываемыми регулярными сетками, а именно — изменение качества цементирования в зависимости от мощности интервала цементирования и зенитного угла по колонне и по породе. Результаты расчета представлены на рис.7, где цветом выделены зоны, в которых значение коэффициента парной корреляции более 0,8, что является показателем значимой связи между параметрами.

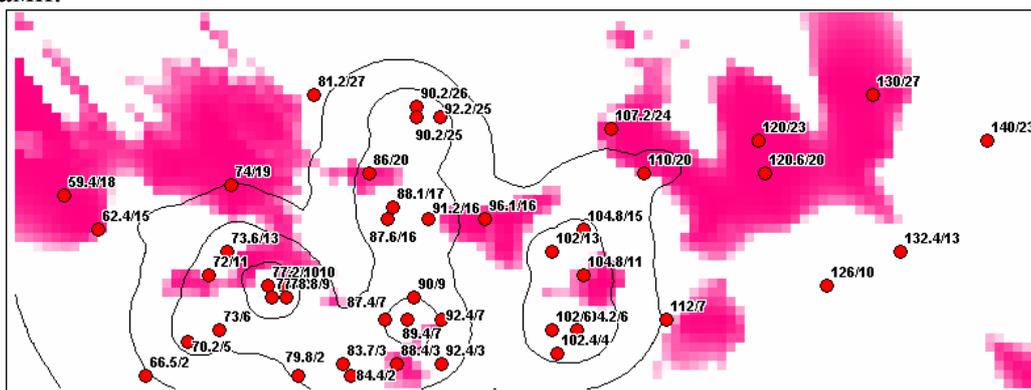


Рис. 7. Корреляция изменения качества цементирования в зависимости от мощности интервала цементирования и зенитного угла по колонне и по породе

На схеме в виде изолиний также отмечена зона наибольшей изученности диапазонов. По результатам анализа видно, что в наиболее изученной зоне, где наибольшее число наблюдений, имеет место слабая связь между мощностью интервала цементирования и зенитным углом.

В зависимости от наличия и характера насыщения в исследуемых интервалах скважин выделяются следующие группы пластов: неколлекторы, уплотнённые коллекторы, углистые породы, породы с субкапиллярным насыщением, нефтенасыщенные породы, водонасыщенные породы и нефтеводонасыщенные породы переходной зоны водоплавающих частей залежей.

По каждой из перечисленных групп пород рассчитаны значения коэффициента качества цементирования на контакте цементного камня с колонной и породой. На контакте с колонной значения коэффициента качества цементирования по группам пород находятся в пределах 0,79 - 0,89, т.е. отличаются незначительно. На контакте с породой диапазон значений этого коэффициента несколько шире, от 0,57 до 0,81.

В интервалах неколлекторов по всей выборке скважин значимой связи качества цементирования и зенитного угла скважины обнаружено не было. Коэффициент детерминации имеет значение 0,000008 для качества цементирования по колонне и 0,0087 для качества цементирования по породе. При исследовании связи между названными параметрами по каждой отдельной скважине наиболее высокая величина коэффициента детерминации имеет место по скв.№372. Так, на контакте цементного камня с породой, значение коэффициента детерминации $R^2= 0,81$, на контакте с колонной $R^2= 0,23$. Установление значимой связи между исследуемыми параметрами по этой скважине является единственным исключением. Из других скважин можно отметить скв. №№ 301, 309. На контакте с породой коэффициент детерминации составляет 0,53. На контакте с колонной наибольшее значение коэффициента детерминации получено по скв. № 327. Здесь $R^2= 0,44$.

Для исследования зависимости качества цементирования от зенитного угла скважины в интервалах проницаемых пластов-коллекторов выделены следующие их группы по проницаемости: 0-10, 10-50, 50-100, 100-200, 200-300, более 300 мД. Наиболее высокие значения коэффициента детерминации $R^2=0,47$ получено по группе проницаемости более 300 мД на контакте цементного камня с колонной в интервалах нефтенасыщенных пластов но значимой связи между параметрами также не установлено.

По результатам проведенного анализа, можно сделать вывод, что зенитный угол не оказывает значительного влияния на качество цементирования ни на контакте с колонной, ни на контакте с породой. При исследовании зависимости качества цементирования от проницаемости пластов наибольшее значение коэффициента детерминации $R^2=0,5$ получено по группе пластов с проницаемостью более 300 мД. (рис. 8). Для интервалов с проницаемостью менее 300 мД значение коэффициента детерминации чаще всего имеет значение 10^{-2} и даже 10^{-3} степени.

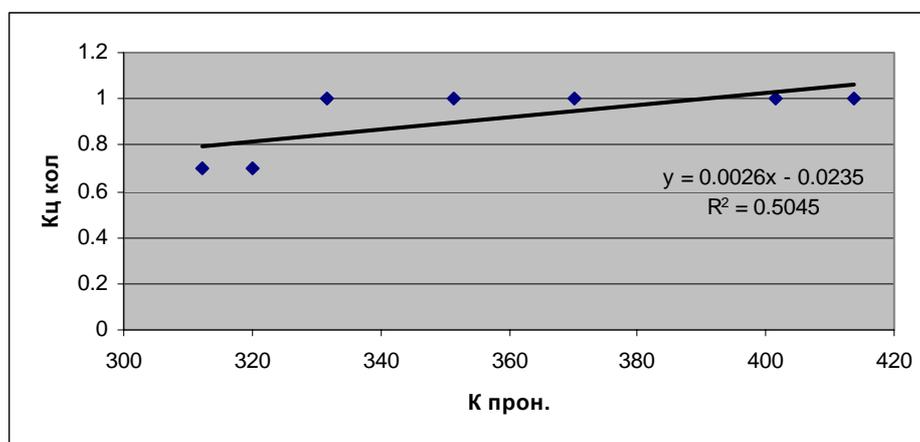


Рис. 8. График зависимости качества цементирования от проницаемости пластов

В связи с тем, что применение РТМ исключает отрицательное влияние зенитного угла скважины на качество цементирования, появляется возможность наклонного пересечения продуктивного пласта при бурении скважин. Вследствие увеличения длины нефтенасыщенного интервала продуктивного пласта, вскрытого наклонной скважиной с зенитным углом 30° производительность скважины возрастает на 16 %, по сравнению с вертикальной скважиной. В связи с отсутствием достаточного количества статистических данных по скважинам, в которых величина зенитного угла в интервале продуктивных пластов более 30° , сделать вывод об отсутствии зависимости качества цементирования от зенитного угла скважины при более пологом пересечении на данном

этапе исследований было бы некорректно. Вместе с тем, в диссертации приводятся данные о положительных результатах применения РТМ на отдельных скважинах Западно-Полуденного месторождения при зенитных углах в интервале продуктивных пластов до 48°. В связи с этим, по мере накопления статистических данных, представляется целесообразным продолжить исследования в этом направлении.

Положение 2. Обоснована необходимость учёта соотношения проницаемостей продуктивного пласта - объекта эксплуатации и близлежащего водонасыщенного пласта - источника обводнения при выборе технологии разобщения пластов и режимов эксплуатации скважин и предложены варианты технических решений.

В настоящее время при выборе технологии разобщения пластов учитываются такие геологические факторы, как расстояние между разобщаемыми пластами и мощность глинистой перемычки в этом интервале скважины.

Для исследования использованы данные по фонду пробуренных скважин Крапивинского и Западно-Полуденного месторождений (соответственно, 114 и 256 скважин). В соответствии с данными, приведёнными в работе, из пластов-коллекторов Крапивинского месторождения наиболее высокими коллекторскими свойствами обладает пласт Ю1-3А. Средняя проницаемость этого пласта составляет 125 мД. Источником обводнения для этого пласта в основном является пласт Ю1-3Б со средней проницаемостью 12 мД. Таким образом, значения проницаемости пласта-объекта эксплуатации и пласта-источника обводнения отличаются на порядок. В разрезе скважин Западно-Полуденного месторождения средние значения проницаемостей разобщаемых пластов отличаются не столь значительно (в 2 - 3 раза). Вместе с тем, значения проницаемостей пластов в разрезе скважин находятся в широком диапазоне, от единиц до сотен мД. При этом наиболее сложные условия разобщения пластов имеют место при наличии водонасыщенных коллекторов с высокой проницаемостью.

Исследования показали, что эффективность разобщения пластов при креплении скважин при одинаковом состоянии зацементированного заколонного пространства, расстоянии между разобщаемыми пластами и мощности глинистого прослоя в этом интервале, существенно различается вследствие разницы проницаемости разобщаемых пластов.

Физический смысл этих процессов заключается в том, что при равной величине депрессии на близкорасположенные флюидонасыщенные пласты в процессе испытания (освоения) или эксплуатации скважин степень очистки их призабойной зоны от компонентов бурового раствора, наличие и интенсивность притока жидкости в значительной степени зависят от соотношения проницаемости пластов. При резком различии проницаемости величины депрессии для вызова притока из пласта с меньшей проницаемостью может быть недостаточно, т.е. пласт работает слабо или вообще не работает и заколонного перетока флюида не возникает.

Для объективного испытания и эффективной эксплуатации скважин необходимо применять депрессии с учётом фактического состояния их крепи.

По результатам оценки качества первичного цементирования акустическими методами допустимая нагрузка на крепь рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{кр\max} = R_{кр1} \cdot H_1 + R_{кр2} \cdot H_2 + R_{кр3} \cdot H_3, \quad (1)$$

где:

$R_{кр\max}$ - допустимая нагрузка на крепь, МПа;

$R_{кр1}$ – удельная допустимая нагрузка на крепь в интервале глинистых перемычек со сплошным сцеплением с колонной и породой, принимается равной 2 МПа/м;

H_1 - толщина глинистых перемычек со сплошным сцеплением с колонной и породой, м;
 $R_{кр2}$ - удельная допустимая нагрузка на крепь при частичном сцеплении в интервале РНГП, принимается равной 1 МПа/м;

H_2 – интервал РНГП с частичным качеством сцепления, м;

$R_{кр3}$ - удельная допустимая нагрузка на крепь при отсутствии сцепления в интервале РНГП, а также напротив проницаемых пластов при любом качестве сцепления, принимается равной 0,2 МПа/м;

H_3 – суммарная длина участков с отсутствием сцепления в интервале РНГП, а также напротив проницаемых пластов, м.

Как следует из формулы (1), величина допустимой нагрузки на крепь зависит от таких геологических факторов, как расстояние между пластами, мощность глинистой перемычки в разобщаемом интервале и технических факторов, таких как качество цементирования на контакте с колонной и породой С целью проверки соответствия расчётных величин критической депрессии фактическим были изучены технологические режимы освоения и эксплуатации 40 скважин.. При этом было необходимо установить величину максимальной фактической депрессии на пласт и наличие или отсутствие заколонных перетоков при этих нагрузках Максимальная величина депрессии по выборке скважин составляет 19 МПа, средняя – 13,2 МПа. В связи с тем, что большинство скважин использованной выборки пробурено в чисто нефтяной зоне, в их разрезе водонасыщенные пласты отсутствовали. В других скважинах вскрыта водонефтяная зона. Поэтому использование этих скважин для исследования удельных нагрузок на крепь признано нецелесообразным. Для исследования использована выборка из 12 скважин с наличием в их разрезе нефти и водонасыщенных пластов, разделённых породами-неколлекторами. При проведении анализа по каждой скважине рассчитана допустимая удельная нагрузка на крепь, то есть допустимая депрессия при эксплуатации скважины с учётом фактического состояния её крепи. При этом использованы рекомендуемые значения удельных нагрузок на крепь. Результаты представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчётов значений допустимых величин депрессий по скважинам Крапивинского месторождения

№скв	$L, м$	$L_1, м$	$L-L_1, м$	$H_1, м$	$R_{кр1}, м$	$H_2, м$	$R_{кр2}, МПа/м$	$H_3, м$	$R_{кр3}, МПа/м$	$R_{кр} \text{ расч} МПа$
298	7,2	5,6	1,6	0	2	5,6	1	1,6	0,2	5,92
320	7	6,2	0,8	5	2	1,2	1	0,8	0,2	11,36
323	8,2	6,6	1,6	6,6	2	0	1	1,6	0,2	13,52
325	9	7,6	1,4	0	2	1,2	1	7,8	0,2	2,76
326	11,8	4,6	7,2	3,7	2	0,9	1	7,2	0,2	9,74
347	4,6	0,5	4,1	0,3	2	0	1	4,3	0,2	1,46
350	7,3	5,5	1,8	0	2	5,5	1	1,8	0,2	5,86
381	6,2	6,2	0	4,5	2	1,6	1	0,1	0,2	10,62
391	7,4	7,4	0	5,1	2	0	1	2,3	0,2	10,66
425	8,6	5,8	2,8	0	2	4	1	4,6	0,2	4,92
1001	9,4	6,3	3,1	0	2	0	1	9,4	0,2	1,88
1002	8,3	6,9	1,4	0	2	6,9	1	1,4	0,2	7,18

Результаты сравнения расчётных и фактических депрессий приведены в табл.3.

Таблица 3

Сравнение расчётных и фактических депрессий по скважинам Крапивинского месторождения

№скв	Ркр расч, МПа	Ркрфакт, МПа	Ркр.ф./Ркр.р
298	5,92	12,57	2,12
320	11,36	10,86	0,96
323	13,52	10,49	0,78
325	2,76	5,93	2,15
347	1,46	6,05	4,14
381	10,62	11,82	1,11
391	10,66	10,19	0,96
425	4,92	13,24	2,69
1001	1,88	14,6	7,77
1002	7,18	12,8	1,78

Сравнение расчётных и фактических значений показало, что использование действующей в настоящее время методики определения предельных нагрузок на крепь без учёта соотношения проницаемостей разобщаемых пластов приводит к некорректным результатам расчётов. Применение таких депрессий на практике привело бы к существенному снижению дебитов скважин. В большинстве скважин фактические максимальные депрессии значительно выше расчётных предельных критических нагрузок на крепь, но при этом прорыва крепи не зафиксировано. Причиной этому являются благоприятные для крепления скважин геологические факторы, из которых наиболее значимыми являются низкая проницаемость водонасыщенных пластов.

В работе проведены расчёты значений удельных нагрузок на крепь. Исходя из того, что ни по одной из этих скважин прорыва крепи не зафиксировано, дальнейшие расчёты проводим следующим образом. Фактические значения удельной критической нагрузки на крепь определяем по формуле (1):

Для определения значения $R_{кр1ф}$ по выборке скважин, приведённой в табл. 2, проведём расчёты по скважинам, в которых $H_2 = 0$. При этом $R_{кр3} = 0,2$ принимаем за const.

$$R_{кр1ф} = (R_{крmaxф} - R_{кр3} \cdot H_3) : H_1$$

В результате расчётов по скважине №323 получаем значения $R_{кр1ф} = 1,54$ МПа/м; по скв. №347 - 17,3 МПа/м; по скв. №391 - 1,91 МПа/м.

Аналогично определяем значения $R_{кр2ф}$ по скважинам, в которых $H_1 = 0$, также принимая $R_{кр3} = 0,2$ за const:

$$R_{кр2ф} = (R_{крmaxф} - R_{кр3} \cdot H_3) : H_2$$

В результате расчётов получаем следующие значения $R_{кр2ф}$:

скв. №298 - 2,19 МПа/м; скв. №325 - 3,64 МПа/м; скв. №425 - 3,08 МПа/м; скв. №1002 - 1,81 МПа/м.

Для решения задачи в работе использовались также метод многомерного регрессионного анализа с использованием компьютерной программы «Статистика 6» и другие математические методы. Анализ показал, что фактические значения удельных нагрузок на крепь (градиентов гидропрорыва) имеют значительное расхождение с рекомендуемыми значениями, использованными в расчётах предельной нагрузки на крепь по формуле (1). Следовательно, применение рекомендуемых средних значений

градиента гидропрорыва для условий крепления скважин Западной Сибири для геолого-технических условий крепления скважин Крапивинского месторождения некорректно. В большинстве скважин фактические максимальные депрессии значительно выше расчетных предельных критических нагрузок на крепь, и при этом прорыва крепи не зафиксировано. Причиной этому являются благоприятные для крепления скважин геологические факторы, из которых наиболее значимыми являются низкие коллекторские свойства водонасыщенных пластов, и технические факторы, такие как применение расширяющихся тампонажных материалов.

Научные результаты данного раздела диссертационной работы использованы при разработке технологических регламентов на крепление разведочных и эксплуатационных скважин и планов на крепление скважин, разрабатываемых буровыми предприятиями на основании регламентов. В названных документах учтены геологические особенности каждого месторождения и конкретных скважин. При выборе технологии крепления кроме традиционно учитываемых расстояния между разобщаемыми пластами и мощности глинистого прослоя учитывалось соотношение проницаемостей нефтяного пласта-объекта эксплуатации и близлежащего водонасыщенного пласта. Например, для месторождений Стрежевского района, на которых бурение скважин проводилось на коллектора меловых отложений (пласты А и Б), характеризующиеся наличием высокопроницаемых водонасыщенных коллекторов, в разрезе большинства скважин значения проницаемости разобщаемых пластов отличаются незначительно, или водонасыщенные пласты даже более проницаемы. В таких условиях для эффективного разобщения пластов предусматривалась установка заколонных пакеров. При креплении большинства скважин месторождений Южного Васюгана, в которых проницаемость водонасыщенных пластов на порядок и более ниже, чем у нефтяного пласта, для эффективного разобщения пластов достаточно было использования расширяющихся тампонажных материалов в комплексе с центраторами для обсадных колонн и применением осреднительной ёмкости при цементировании. В результате учёта соотношения проницаемостей пластов при освоении и эксплуатации этих скважин применялись повышенные депрессии и при этом заколонных перетоков воды не было. Применение рациональных технических решений в соответствии с конкретными геологическими условиями позволило обеспечить высокое качество разобщения пластов и при этом значительно сократить затраты на крепление скважин.

Положение 3. Предложен новый способ разобщения пластов, заключающийся в измерении сопротивления пород разреза скважины автономным устройством в процессе спуска обсадной колонны, передаче забойной информации на дневную поверхность и сравнении ее с ранее полученными данными заключительного каротажа, обеспечивающий возможность точной установки заколонного пакера на заданной глубине скважины без опасности прихвата обсадной колонны.

Одной из эффективных технологий разобщения пластов является установка гидравлических заколонных пакеров. Обязательными условиями, определяющими эффективность применения заколонных пакеров, являются: выбор рационального места их установки, тщательная подготовка ствола скважин, точное размещение в строго заданном интервале, срабатывание его в соответствии с техническими требованиями.

Анализ эффективности применения заколонных пакеров показал, что только 10% от общего количества пакеров, установленных при креплении скважин на месторождениях Томской области, полностью выполнили технологическую задачу по разобщению пластов. Основной причиной столь низкой эффективности является низкая

точность установки пакера на заданной глубине скважины. Это обусловлено значительными погрешностями измерений, вызванными несовершенством средств измерений, деформациями колонны под влиянием собственного веса, температурными деформациями и другими факторами. Средняя величина расхождения между длиной колонны, полученной путём измерений длины обсадных труб перед их спуском в скважину, и замеренной геофизическими приборами после окончания процесса цементирования составляет 5 метров. Приведённое состояние проблемы характерно и для других регионов России.

Из существующих способов точной установки, анализ эффективности которых приведён в работе, следует отметить следующий. При достижении глубины спуска эксплуатационной колонны на 10 - 20 м меньше заданной производят геофизическую корректировку. С помощью геофизического прибора выполняют гамма-каротаж и определяют положение скважинного репера. Одновременно магнитным локатором муфт записывают положение репера трубного. Найдя расстояние между реперами, определяют глубину, на которую необходимо спустить эксплуатационную колонну. Однако из-за продолжительного времени корректировки (2 - 3 часа) данный способ широкого распространения не получил. За время нахождения колонны без движения велика опасность её прихвата и недопуска до проектной глубины.

В настоящее время наибольшее распространение получили автономные информационно-измерительные системы (АИИС) контроля параметров процесса бурения с проводным, гидравлическим и электромагнитным каналами связи. Во всех случаях информация передаётся по стволу бурящейся скважины по проводному или беспроводному каналу.

В ряде работ наиболее рациональным способом передачи информации считается комбинированный канал связи, информация по которому передается с помощью электромагнитных волн (ЭМВ) из бурящейся в ближайшую ранее пробуренную в кусте скважину, а затем по кабельной линии связи на дневную поверхность. Данный способ организации связи позволяет разместить приемный электрод в точке с более низким уровнем помех и за счет этого существенно увеличить дальность передачи информации.

При этом условия передачи сигнала по горным породам нижней части геологического разреза, более благоприятные, в связи с их большим электрическим сопротивлением, чем у вышележащих горных пород. Это позволяет использовать источник питания небольшой мощности. Принципиально этот канал связи принят нами за основу, но применительно к процессу крепления скважин.

Современные забойные телеметрические системы, используемые при проводке скважин, позволяют определять положение глубины забоя с большой точностью, но для решения задачи точной установки пакера разовое применение таких телеметрических систем нецелесообразно из-за их высокой стоимости. Для передачи информации о процессе бурения по стволу бурящейся скважины в качестве источника питания используется дорогостоящий генератор большой мощности.

В данной работе, с учётом кустового способа бурения и специфики крепления наклонно-направленных скважин, предложен следующий вариант передачи информации.

Система привязки глубины установки пакера к разрезу скважины (рис.9), состоит из скважинного устройства 1, включенного в состав обсадной колонны 2 между башмаком 3 и обратным клапаном 4, скважинного контактора 5, электрически разделенного от зацементированной обсадной колонны разделителем 7,

предварительного усилителя 8, проводной линии связи 9, приемника 10, блока согласования 11 и глубиномера 12.

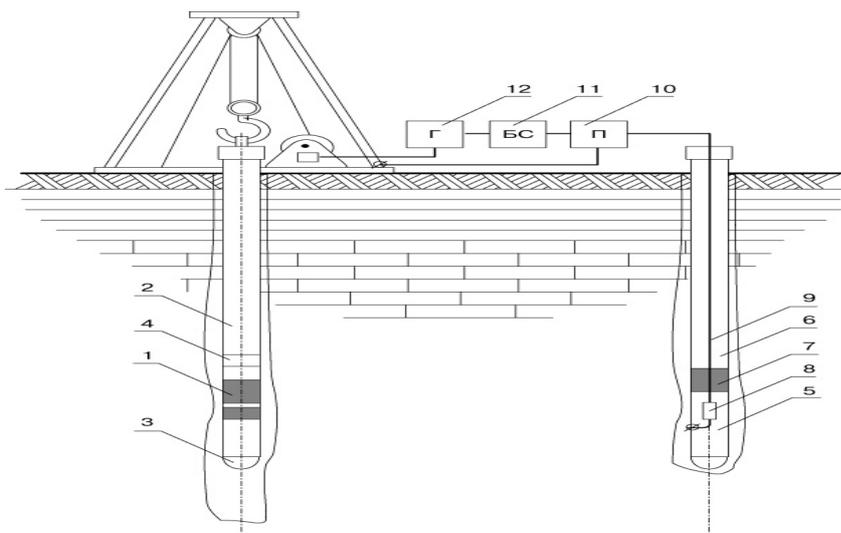


Рис. 9. Схема привязки глубины установки пакера к разрезу скважины

Принцип действия:

АИИС 1 спускается в скважину в составе эксплуатационной колонны, измеряет сопротивление пластов разреза зондом БКЗ и, по беспроводному каналу связи передает информацию на забой соседней скважины.

Излученный сигнал принимается электродом 5,

усиливается предварительным блоком усиления 8 и по проводной линии связи 9 передается в наземный блок. В приемнике 10 информационный сигнал преобразуется в аналоговый вид. Блок согласования 11 имеет три входа. По первому входу передается информация о перемещении верха колонны. Перемещение верха колонны согласуется с перемещением каротажной диаграммы на лентопротяжном механизме.

По третьему каналу в блок согласования вводится забойная информация в реальном масштабе времени (в аналоговой форме), и наносится на каротажную диаграмму в виде меток. Путем сравнения кривых БКЗ определяют местоположение скважинного прибора относительно разреза скважины. Вычисляется необходимая величина поправки глубины и производится допуск колонны на расчетную величину.

Исходя из соображений экономии электропитания и того, что интервала протяженностью 100 - 200 м для корректировки вполне достаточно, предусмотрены дежурный и активный режимы работы электронной схемы скважинного прибора. Электронная схема (рис. 10) работает в дежурном режиме 48 часов, при этом питание подается на блок включения 3.

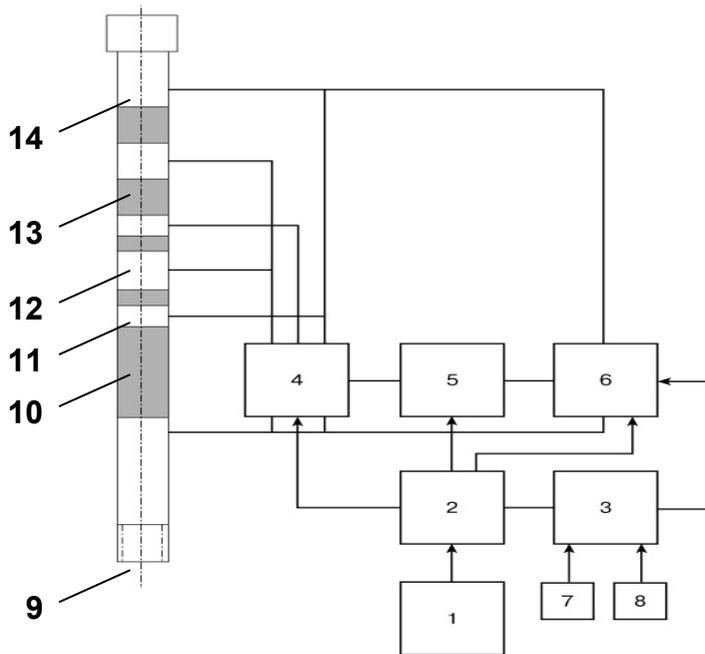


Рис. 10. Структурная схема скважинной аппаратуры

1 - батарейный блок; 2 - блок питания; 3 - блок включения; 4 - блок измерения; 5 - блок модуляции; 6 - блок коммутации; 7 - датчик давления; 8 - датчик осевых ускорений; 9 - нижняя часть обсадной трубы; 10 - дополнительный электрод; 11 - экранирующий электрод; 12 - измерительный электрод; 13 - экранирующий электрод; 14 - верхняя часть обсадной трубы.

При повышении давления выше заданного с соответствующего датчика 7 разрешается переключение прибора в активный режим (измерения и передачи информации). Однако включение происходит лишь при наличии сигнала с датчика осевых ускорений 8 при движении колонны. Если после включения и измерений произошла остановка движения, примерно через 5 минут скважинный прибор переходит в дежурный режим работы.

Новая технология привязки глубины установки пакера к разрезу скважины, в отличие от существующего способа геофизической корректировки не требует остановки спуска обсадной колонны для измерений, вследствие чего исключается опасность её прихвата.

В работе приведена конструкция скважинного устройства, на которое получено авторское свидетельство на изобретение, результаты стендовых и промысловых испытаний. Промысловые испытания проведены на скважине №591 куста № 45 Лугинецкого месторождения.

Основные выводы и рекомендации

1. Комплексный анализ эффективности разобщения пластов при креплении нефтяных и газовых скважин, проведённый в работе на примере месторождений Томской области, доказывает, что применяемая в разведочном и эксплуатационном бурении технология крепления скважин, в большинстве случаев, неадекватна геологическим условиям. Основной причиной несоответствия применяемой технологии геологическим условиям является недостаточная изученность механизма и закономерностей влияния геологических факторов на качество цементирования скважин и эффективность разобщения пластов. Исследования, проведённые в работе, способствуют расширению и углублению знаний этой проблемы и повышению качества крепления скважин.

2. При выборе технологии разобщения пластов и режимов эксплуатации скважин кроме расстояния между пластами и мощности глинистых прослоев в разобщающем интервале необходимо учитывать соотношение проницаемостей продуктивного пласта - объекта эксплуатации и близлежащего водонасыщенного пласта - источника обводнения. В работе приведены рекомендации по выбору технологии крепления скважин в конкретных геолого-технических условиях.

3. При цементировании эксплуатационной колонны в интервале продуктивных пластов расширяющимися тампонажными материалами качество цементирования не зависит от характера насыщения пластов, значения их проницаемости и зенитного угла ствола скважины до 30° . Результатом исследования в данной части работы являются выводы и рекомендации, позволяющие в случае применения РТМ снять технические ограничения значений зенитного угла наклона при проектировании профилей скважин, вызванные снижением качества цементирования, и тем самым повысить дебиты скважин при разработке месторождений.

4. Основным недостатком существующей технологии точной установки пакера на заданной глубине скважины является опасность прихвата неподвижной обсадной колонны во время каротажных работ.

5. Впервые создана забойная телеметрическая система для решения задачи точной установки заколонного пакера на заданной глубине скважины. Существующие в

настоящее время телеметрические системы используются для контроля проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин и, вследствие их высокой стоимости, не могут быть использованы для разового применения при креплении скважин.

6. Обосновано применение канала связи с передачей информации через соседнюю скважину.

7. Решить актуальную проблему применения цементов с истекшими сроками хранения позволяет новая технология цементирования с проведением гидроактивации тампонажных растворов.

8. Внедрение результатов исследований по повышению эффективности разобщения пластов газовых скважин позволили повысить качество цементирования и снизить количество и интенсивность межколонных проявлений газа.

9. Результаты проведённых исследований явились основой для выработки принципиальных решений по разобщению пластов при проектировании разработки месторождений, составлении технологических регламентов на крепление скважин и проектов на строительство скважин..

10. Обоснован, апробирован и внедрён комплекс технологических разработок по повышению эффективности разобщения пластов при креплении нефтяных и газовых скважин в разведочном и эксплуатационном бурении.

Список опубликованных работ по теме диссертации

1. Лабораторные исследования керна и оптимизация состава технологических растворов. / М.А. Городников, С.И. Панычев, Ю.А. Щемелинин, Н.И. Раздобреева // Вестник инжинирингового центра ЮКОС. - М.: Изд-кий дом « Нефть и капитал», 2002. – Вып. 3. - С. 22 – 24.
2. Опыт строительства первой разведочной скважины малого диаметра в Томской области / С.И.Панычев, А.И. Беккерман, А.В. Денисов, С.Н. Королёв, Ю. Н. Каширин // Вестник инжинирингового центра ЮКОС. - М.: Изд-кий дом « Нефть и капитал», 2002. – Вып. 3. - С. 48 - 51
3. Панычев С.И. Актуальность проблемы качества разобщения пластов при строительстве эксплуатационных скважин на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК НК « ЮКОС» // Техника и технология заканчивания и ремонта скважин в условиях АНПД : сб. науч. тр. / ОАО НПО «Бурение». - Краснодар, 2002. - Вып. 8. – С. 219 – 225.
4. Панычев С.И. Разработка способа точной установки заколонного пакера при креплении скважин // Нефтегазовому образованию 50 лет : тр. Междунар. конф., посв. 50-летию кафедры геол. и разраб. нефт. месторожд. (горючих ископаемых и нефти) / ТПУ. – Томск, 2002. – С. 283 – 285.
5. Панычев С.И. Актуальность проблемы качества разобщения пластов при строительстве эксплуатационных скважин на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК НК «ЮКОС» // Нефтегазовому образованию 50 лет : тр. Междунар. конф., посв. 50-летию кафедры геол. и разраб. нефт. месторожд.(горючих ископаемых и нефти)/ ТПУ. – Томск, 2002. – С. 285 – 288.
6. Панычев С.И. Состояние проблемы качества разобщения пластов и совершенствование технологии крепления скважин на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК НК «ЮКОС» // Вестник инжинирингового центра ЮКОС. - М.: Изд-кий дом « Нефть и капитал», 2002. – Вып. 5. - С. 51 - 53.

7. Панычев С.И. Новая технология точной установки заколонного пакера на заданной глубине в скважине // Вестник инжинирингового центра ЮКОС. - М.: Изд-кий дом «Нефть и капитал», 2002. – Вып. 5. - С. 54 - 56.
8. Панычев С.И. Проблемы при креплении горизонтальных газовых скважин на примере месторождений Томской области // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин : сб. докл. Междунар. науч.-техн. конф. / ТПУ. – Томск, 2004. - С. 137 - 141.
9. Панычев С.И., Денисов А.В. Проблемы при креплении скважин малого диаметра в Томской области // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин : сб. докл. Междунар. науч.-техн. конф. / ТПУ. – Томск, 2004. - С. 134 - 137.
10. Панычев С.И., Каширин Ю.Н. Решение проблемы крепления газовых скважин на Мыльджинском месторождении // Вестник инжинирингового центра ЮКОС. - М.: Изд-кий дом «Нефть и капитал», 2002. – Вып. 3. - С. 52 - 55.
11. Панычев С.И., Каширин Ю.Н. Опыт крепления горизонтальных скважин на газ на Мыльджинском ГКН месторождении // Основные принципы выбора технологии, технических средств и материалов при строительстве и ремонте скважин : сб. науч. тр. / ОАО НПО «Бурение». - Краснодар, 2002. - Вып 7. - С. - 204 - 212.
12. Панычев С.И., Каширин Ю.Н. Состояние проблемы межколонных проявлений при вводе в эксплуатацию скважин Мыльджинского ГКН месторождения // Основные принципы выбора технологии, технических средств и материалов при строительстве и ремонте скважин : сб. науч. тр. / ОАО НПО «Бурение». - Краснодар, 2002. - Вып 7.- С. 213 - 220.
13. Панычев С.И., Каширин Ю.Н., Григоренко А.К. Проблемы качества крепления газовых скважин на примере месторождений Томской области // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин : сб. докл. Междунар. науч.-техн. конф. / ТПУ. – Томск, 2004. - С. 131 - 133.
14. Панычев С.И., Чубик П.С., Лукьянов В.Г. Основные направления повышения эффективности разобщения пластов // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин : сб. докл. Междунар. науч.-техн. конф. / ТПУ. – Томск, 2004. - С. 128 - 131.
15. Панычев С.И., Чубик П.С. Актуальность проблемы качества крепления скважин и разобщения пластов при разработке нефтяных и газовых месторождений Томской области // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области : матер. науч.-практ. конф./ СНИИГГиМС. - Новосибирск, 2004. - С. 235 - 236.
16. Панычев С.И., Щемелинин Ю.А. Технологические жидкости для вскрытия продуктивных горизонтов в условиях Игольско-Талового месторождения // Научно-техническая ассоциация Восточной нефтяной компании. Вестник ВНК. – М: Изд-во ЗАО «Нефтяное хозяйство», 1998. – Вып. 1. – С. 68 - 69.
17. Панычев С.И., Щемелинин Ю.А., Каширин Ю.Н. Исследование влияния фильтрата бурового раствора на качество вскрытия продуктивного пласта на Игольско-Таловом месторождении // Вестник инжинирингового центра ЮКОС. - М.: Изд-кий дом « Нефть и капитал», 2002. – Вып. 3. - С. 45 - 47.
18. Перспективы строительства скважин малого диаметра на месторождениях ОАО «ВНК» / В.Е. Шафтельский, Е.Н. Мошкин, В.И. Биджаков, А.И. Черанёв, С.И. Панычев, А.В. Денисов // Научно-техническая ассоциация Восточной нефтяной компании. Вестник ВНК. – М.: ЗАО «Нефтяное хозяйство», 1998. – Вып. 1. – С. 62 - 64.

19. Предупреждение возникновения межколонного давления газа при цементировании скважин на месторождениях ОАО «Томскгазпром» / М.П. Пьявко, С.Е. Воронцов, А.А. Исаев, С.И. Паньчев, Я.С. Гаврилов, А.Б. Скочеляс // НИИКБ бурового инструмента 10 лет. Творчество, партнёрство, достижения : матер. Междунар. науч.-практ. конф./ НИИКБ. - Киев, 2003. - С. 40 - 43.
20. Растрогин А.Е., Паньчев С.И. Актуальные проблемы качественного вскрытия продуктивных пластов при строительстве скважин на месторождениях ОАО «ВНК» // Научно-техническая ассоциация Восточной нефтяной компании. Вестник ВНК. – М: Изд-во ЗАО «Нефтяное хозяйство», 1998. – Вып. 1. – С 65 - 67.
21. Устройство для привязки скважинного оборудования к разрезу: А С. № 1749875 СССР / Греков С.А., Паньчев С.И., Хачковский А.А. / Заявл. 04.01089; Опубл. 23.07.92, Бюл. № 27.
22. Экспериментальные и промысловые исследования качества вскрытия продуктивного пласта на Игольско-Таловом месторождении / С.И. Паньчев, Ю.А. Щемелинин, Ю.Н. Каширин, А.Е. Растрогин : матер. регион. конф. геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. - Томск, 2000. – Т. 1. - С. 483 – 485.

Соискатель

С.И. Паньчев