

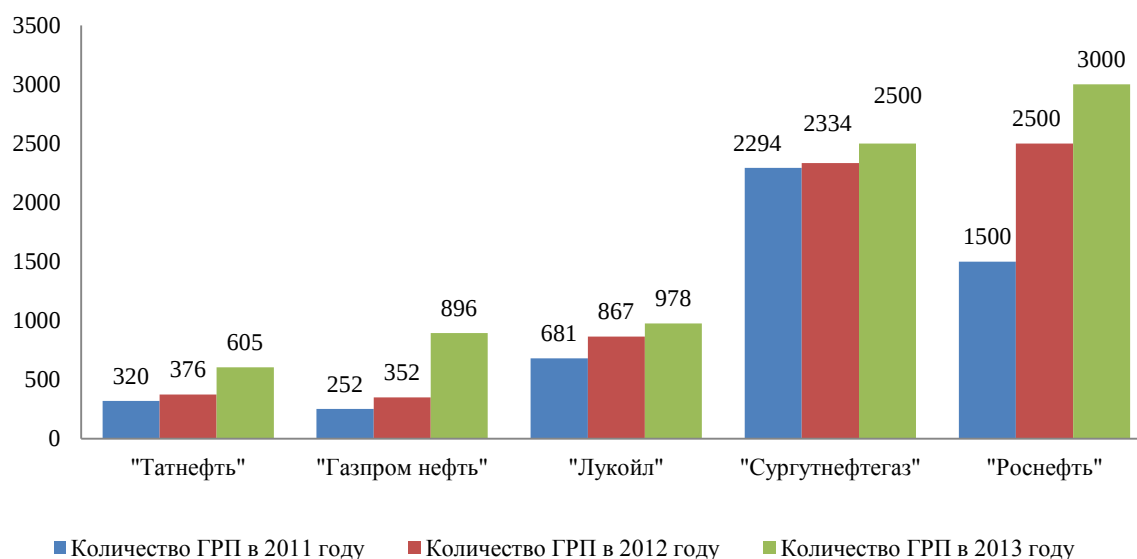


Рис 3. Динамика проведения ГРП в Российской Федерации в 2011-2013 гг.

Технология гидроразрыва пласта остается одной из самых востребованных среди методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи во всем мире. Анализ данных по интенсификации добычи в Российской Федерации демонстрирует четкий восходящий тренд, характеризующий ежегодное увеличение количества операций ГРП отечественными нефтяными компаниями. С другой стороны, нужно констатировать, что представленные данные характеризуют объемы проводимых ГРП по заказу отечественных компаний, в то время как исполнителями чаще всего выступают зарубежные агенты. Это подтверждает высокую актуальность научных исследований в направлении разработки отечественных методов и технологий проектирования и проведения гидравлического разрыва пласта.

Литература

1. Лактионов А. Без гидроразрыва Россия не способна удержать текущий уровень добычи углеводородов// [Электронный ресурс] / 2014. – URL: <http://news.finance.ua/ru/> (дата обращения 9.03.2015)
2. Описание деятельности НК «Роснефть» // [Электронный ресурс] / – URL: http://tender.rosneft.com/neftepromisel/archive/2009/01-26_07_2009.html (дата обращения: 8.03.2015)
3. Описание компании НК «Роснефть» // [Электронный ресурс] / – URL: <http://www.rosneft.ru/news/pressrelease/04022014.html> (дата обращения: 3.03.2015)
4. Новости компании ОАО «Газпром нефть»// [Электронный ресурс] / – URL: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/1100014/> (дата обращения: 7.03.2015)
5. Отдел Пенсильвании по охране окружающей среды// Обзор ГРП [Электронный ресурс] / 2010. – URL: <https://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/hydraulic-fracturing-process> (дата обращения: 9.03.15)
6. Сланцевый газ — новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья // ВЕСТНИК ОНЗ РАН, ТОМ 2, N25001, doi:10.2205/2010NZ000014, 2010

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И МОМЕНТА ВХОДА В ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

А.В. Ковалев, А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Горизонтальное, многозабойное и многоствольное бурение, а также бурение скважин со сверхбольшим смещением забоя от устья являются современными технологиями, позволяющими повысить дебит скважины, увеличить рентабельность эксплуатации малопродуктивных залежей нефти и газа, а также сократить затраты на эксплуатацию морских месторождений. Причиной их использования является потребность в освоении трудноизвлекаемых ресурсов.

Месторождения с трудноизвлекаемыми запасами отличаются низкими коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов, равно как и низким качественным составом насыщающих их флюидов. Острой проблемой является загрязнение призабойной зоны при вскрытии продуктивного пласта. Ее состояние в период заканчивания скважин определяет эффективность добычи нефти и газа из скважин и разработку нефтяных и газовых месторождений. Вскрытие продуктивных пластов является наиболее важным, ответственным и экономически значимым этапом буровых работ по заканчиванию эксплуатационных и разведочных скважин. От

качества его выполнения зависит возможность получения потенциально возможного притока флюида из вскрываемых объектов и обеспечения при этом минимальных затрат времени и средств на освоение скважин [1].

По данным, представленным в [2], в среднем более 50% всех пластов после первичного вскрытия имеют в два раза меньшую продуктивность, чем потенциальная, 25% - в четыре раза и 10% пластов – в десять раз. Результаты анализа показывают, что при условии полного использования возможностей продуктивных пластов (если бы добывающие способности скважин не ограничивались возможностями применяемой технологии их строительства) добыча нефти и газа на одну скважину была бы в 2 - 4 раза больше в зависимости от условий [3].

В процессе поисково-разведочных работ основная информация о геологическом разрезе определяется посредством сейсморазведки, геологической съемки, по керну, по шламу, геофизическими и другими методами. Оценка геологического разреза прямыми методами (по керну и шламу) отражает наиболее полную и объективную информацию. Однако низкий процент выноса керна и, как следствие, отсутствие его постоянного отбора не дают возможности определять геологический разрез данным способом, вынос керна производят в отдельных, наиболее важных точках разреза. Изучение геологического разреза по шламу позволяет определить лишь литологическую характеристику пластов и нефтегазоносность, а сложности привязки обломков горных пород к определенной глубине и учет времени их подъема приводит к неправильному представлению о структуре и текстуре горных пород, их коллекторских свойствах. Поэтому главным источником информации о геологическом разрезе скважины являются данные геофизических исследований, правильная интерпретация которых устанавливает литологическое строение продуктивных пластов, их границы, общую и эффективную толщины пластов и др. [4].

Геологическая информация в процессе бурения эксплуатационных скважин также важна. Она может использоваться не только для оптимизации процессов углубления (расчленение разреза, выделение пласта-коллектора, определение характера его насыщения, принятие решения об испытании объекта и т. п.), но и в сложных случаях для комплексной интерпретации всей геолого-геофизической информации на этапе подсчета запасов. Кроме того, по материалам промысловой геофизики можно выделить и проследить основные реперы в разрезе пробуренных скважин в пределах разведочной и разрабатываемой площади, необходимые для эффективной корреляции разрезов.

Самым распространенным способом изучения геологического разреза эксплуатационных скважин сегодня являются геофизические исследования скважин (ГИС). Стандартный комплекс геофизических исследований скважин, применяемый для расчленения геологического разреза: электрокаротаж (КС, ПС), радиоактивный каротаж, микрокаротаж, кавернометрия и боковой или индукционный каротаж в зависимости от условий измерения [4]. Однако измерения свойств горных пород с помощью ГИС производят обычно через некоторое время после их вскрытия. За это время проникновение фильтрата бурового раствора оказывается настолько значительным, что порой полностью маскирует истинный характер пласта. Ухудшается и отбивка границ пластов. Поэтому желательно определять геологический разрез непосредственно в процессе бурения с помощью систем телеметрического сопровождения процесса бурения. При этом их использование при сооружении поисково-разведочных скважин затруднено по причине высокой стоимости.

Многообразие геологических, технических, технологических и других особенностей процесса бурения скважин не позволяет в настоящее время создать универсальный метод вскрытия продуктивных пластов, который максимально сохранит естественную проницаемость горных пород, слагающих призабойную зону [5]. Поэтому совершенствование процесса вскрытия продуктивных пластов ведется в следующих направлениях: разработка технологий вскрытия продуктивных пластов без избыточного давления на пласт; разработка промысловой жидкости с минимальным воздействием на продуктивный пласт; применение при вскрытии горизонтов методов кольтации; сокращение времени взаимодействия бурового раствора с горными породами в интервале продуктивного пласта. Анализируя данные направления можно сделать вывод о том, что необходимо единое решение, которое позволило бы комплексно повышать качество сооружения, в том числе вскрытие продуктивного пласта.

Высокая стоимость строительства современных горизонтальных, многоствольных и многозабойных скважин, а также сложность и длительность технологических операций по их сооружению подчеркивают актуальность работ по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами. Причем информационная база данных таких систем должна обеспечивать не только поддержание оптимального режима бурения, но и распознавание причин некорректных решений и развивающихся осложнений в скважине, в частности, связанных с особенностями геологического разреза. Для реализации такой технологии необходим буровой контрольно-измерительный комплекс, способный автономно или при минимальном вмешательстве оператора осуществлять проводку ствола в продуктивном пласте, обходя при этом зоны обводненности и зоны не содержащие флюид [6]. Следует учитывать, что эффективность работы автоматизированной системы управления, главным образом, зависит от точности и полноты данных, поступающих с глубинных датчиков, а также от объективности анализа проводимого блоком обработки данных.

Создание телеметрических систем дало значительный импульс научно-техническому прогрессу в области строительства скважин на нефть и газ. В настоящее время телеметрические системы контроля в сочетании с методико-математическим и программным обеспечением дали технологам небывалые возможности, в корне изменив методы их работы. Однако их практическое применение сдерживается низкой информативностью и ненадежностью каналов связи «забой-устье». До настоящего времени, в практике использования телеметрических систем распространение получили кабельный (проводной), электромагнитный, акустический и гидравлический канал связи, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки.

Считающийся наиболее перспективным гидравлический канал связи имеет малую пропускную способность. Электропроводный канал, обладает максимально возможной информативностью, но его применение ограничивается временными и материальными издержками, обусловленными обеспечением исправной работы кабель-канала. Электромагнитный и акустический каналы связи обладают слабой помехоустойчивостью. Несмотря на это, разнообразие условий бурения определяют каждому из этих каналов свою область применения [2].

Одним из последних достижений в области совершенствования телеметрических систем стали модульные системы, рассчитанные на максимальную эффективность и гибкость управления. Данные системы содержат как пространственные (инклинометрические) датчики, так датчики технологических и геофизических параметров. Они способны определять пространственное положение ствола скважины, основные технологические параметры и расчленять литологический разрез в режиме реального времени. Особую популярность имеют импортные телеметрические системы с гидравлическим каналом связи компаний Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford и Geolink [7]. Основными разработчиками отечественных забойных телесистем подобного класса являются ОАО НПФ «Геофизика», ЗАО НПП «Самарские горизонты» и ООО «ТехИнформСервис». Однако применение модульных телеметрических систем ограничивается из-за высокой стоимости.

Согласно вышесказанному, сегодня актуальна и перспективна разработка надежных и точных методов и аппаратуры для измерения и регистрации забойных технологических и геофизических параметров в процессе бурения. Особое место здесь занимают измерительные системы, работающие непосредственно при разрушении горных пород, что не всегда возможно [5]. Одним из решений в данном случае может стать разработка единой системы контроля и управления процессом бурения, которая бы объединяла все источники информации о процессе бурения, проводила самостоятельный анализ и выдачу рекомендательных решений. Особенно важна скорость ее работы и эффективное использование информации о забойных процессах, параметрах режима бурения, техническом состоянии бурового оборудования, геологическом разрезе и состоянии стенок скважины, возможных осложнениях.

В результате анализа технологических этапов строительства скважины был выработан ряд общих требований к системе автоматического контроля и сопровождения процесса бурения: наличие пополняемой базы данных с элементами «самообучения» системы; прецедентный тип работы; выдача рекомендательных управленческих решений оператору с учетом проектных и фактических показателей процесса бурения; система записи с возможностью записи информации на носитель и на сервер в сети интернет; контроль технологических параметров режима бурения; контроль технического состояния оборудования; оценка экономического эффекта буровых работ; учет обратной связи от буровой бригады и инженерного состава; контроль эффективности работы буровой бригады; наличие системы видеонаблюдения за основными блоками буровой;

Важна способность системы эффективно функционировать с имеющимся буровым оборудованием вне зависимости от принципа его работы и комплектации. Кроме того, она должна совершенствоваться («самообучаться») в процессе наполнения базы данных. Она должна самостоятельно вырабатывать такую совокупность оптимальных факторов, которые позволят пробурить скважину в кратчайшие сроки и при минимальных затратах. В этом случае выработка оптимальных алгоритмов сооружения скважины должна включать в себя необходимость максимального сохранения естественной проницаемости интервала продуктивного пласта, что должно быть обеспечено правильным подбором раствора системой и четкой регистрацией момента входа в продуктивный пласт. Разработка такой системы позволит вывести процесс строительства скважины на новый уровень автоматизации, повысить ресурс работы оборудования и совокупный коэффициент полезного действия, а также уменьшить вероятность возникновения аварий и осложнений по причине человеческого фактора.

Литература

1. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование: Научное издание/Коллектив авторов; Под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского. – Екатеринбург: УГГГА, 2002. – 592 с.
2. Иванов С.И., Булатов А.И. и др. Анализ научных и практических решений заканчивания скважин. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 334 с.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. – 632 с.
4. Каналин В.Г., Усенко Т.П. Геологический контроль проходки скважин: Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – 202 с.
5. Погуляева А.М. Состояние и перспективы развития средств контроля бурения//Материалы XXXIX научно-технической конференции по итогам работы профессорско-преподавательского состава СевКавГТУ за 2009 год, 2010. – Т2. – Ставрополь: СевКавГТУ. – 206 с.
6. Калинин А.Г. Состояние и перспективы развития технологий бурения разведочных скважин на нефть и газ// [Разведка и охрана недр, 2008. – № 8. – С. 52-58.](#)
7. Лаптев В.В., Булгаков А.А., Служаев В.Н. Скважинная геофизическая техника для бурящихся скважин//Бурение и нефть, 2009. – №2. – С. 51-53.