

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Авторы: Н. В. Беляков, М. Я. Фридман, П. А. Бродский, Э. В. Диева (ОАО НПП «ГЕРС»). Д. Н. Крючатов, А. М. Мустафин

Бурение боковых стволов в скважинах старого фонда и бурение скважин с горизонтальным окончанием нашло широкое применение в эксплуатационном бурении в большинстве нефтедобывающих регионов России.

В проектах разработки и в технико-экономических обоснованиях подсчётов и пересчётов запасов нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений предусматривается использование горизонтальных скважин, позволяющих решить ряд важных проблем разработки.

В настоящее время – это, прежде всего, проблема интенсификации добычных возможностей продуктивных пластов (повышение темпов отбора нефти или газа и увеличение нефтеотдачи).

Фактически горизонтальные скважины оказались наиболее перспективным методом интенсификации добычи нефти и достижения полноты извлечения её из недр. Особенно актуально это для месторождений со сложным строением, а также для месторождений, находящихся в поздней стадии разработки.

В ОАО НПП «ГЕРС» разработаны аппаратные и программные средства для реализации технологии интегрированных исследований бурящихся горизонтальных скважин [1].

Технология интегрированных исследований обеспечивает:

- контроль и регистрацию технологических параметров бурения;
- контроль фактической траектории забоя скважины для управления её проводкой;
- измерение геофизических параметров разреза скважин с помощью автономных приборов и приборов с телеметрическим каналом связи;
- изучение геологических параметров шлама и керна при бурении;
- изучение промывочной жидкости, газосодержания и компонентного состава пластовых газов;
- контроль за подготовкой скважины и спуском обсадных колонн;
- контроль параметров технологических процессов цементирования и опрессовок;
- накопление всей полученной информации в единой базе данных «Welog» для обеспечения решения геологических и технологических задач при бурении горизонтальных скважин и боковых стволов;
- импорт и экспорт информации с использованием спутниковых и других каналов связи.

Технология интегрированных исследований реализована на основе единого аппаратно-методического комплекса «СИРИУС» (Система Измерения, Регистрации, Информации и Управления), включающего станцию ГТИ с геологической кабиной, забойную телеметрическую систему и аппаратно-методический комплекс «АМАК» для геофизических исследований горизонтальных скважин на бурильном инструменте [1].

«АМАК» предназначен для проведения ГИС следующими методами:

- радиоактивного каротажа (ГК, ННК, СГК);
- индукционного каротажа (ЗИК-45, 4-ИК, 6-ИК, Поиск, ВИКИЗ);
- кавернометрии для использования в карбонатных разрезах.

Находятся в испытании в горизонтальных скважинах приборы акустического и бокового каротажа.

С 1999 г. в различных регионах страны [1, 2] для совместной обработки, интерпретации и хранения данных ГИС и ГТИ используется программно - методический комплекс «WELLBASE».

Большую помощь в создании и внедрении технологии интегрированных исследований горизонтальных скважин оказали специалисты и руководство треста «Сургутнефтегеофизика» и ОАО «Газпромгеофизика».

Программно-методический комплекс «WELLBASE» позволяет решать следующие задачи: технологические и геологические. Они подробно изложены в работе [2].

С использованием системы «WELLBASE» производится:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза и формирование литологических колонок по данным ГИС и ГТИ, включая результаты исследования керна и шлама;
- выделение коллекторов в продуктивных пластах по данным ГИС, ГТИ, лабораторных исследований керна и шлама, результатов испытаний;
- определение характера насыщенности коллекторов по данным ГИС, ГТИ, исследований керна и шлама и результатов испытания на исследуемом месторождении;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по данным ГИС, ГТИ и петрофизических исследований;
- оценка нефтегазонасыщенности коллекторов по данным ГИС, ГТИ и петрофизических исследований;
- определение положения межфлюидных разделов по данным ГИС, ГТИ и результатов испытаний;
- трёхмерная визуализация и анализ геофизических данных;
- построение профиля скважины, вертикальной и горизонтальной проекций.

Для решения геологических задач в горизонтальных скважинах в нефтегазоносных регионах Западной Сибири привлекаются комплексы геолого-технологических и геофизических исследований.

Комплекс ГИС, выполняемый ОАО НПП «ГЕРС», включает гамма – каротаж (ГК), двухзондовый нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТб и НКТм), индукционный каротаж (ИК) различных модификаций, ВИКИЗ, кавернометрия в карбонатных разрезах. ВИКИЗ в АМК «АМАК» предусмотрен, исходя из автономного характера регистрации диаграмм ГИС, на случай отказа прибора ИК и низкого качества одного или нескольких зондов ИК, во избежание повторных спуско-подъемных операций бурильного инструмента.

Из методов ГТИ используется детальный механический каротаж (ДМК), газовый каротаж, включающий регистрацию кривых суммарного содержания и диаграмм компонентного состава, люминисцентно битуминологического состава шлама.

Была разработана технология комплексной интерпретации ГИС и ГТИ, выполненных в горизонтальных скважинах с привлечением петрофизических данных из отчётов по подсчёту запасов по тем месторождениям, на которых проводилось бурение исследуемых горизонтальных скважин.

Литологическое расчленение и выделение коллекторов производится по диаграммам радиоактивного каротажа (ГК и НКТб) и детального механического каротажа (ДМК) при его наличии. Для этой цели используются граничные значения двойного разностного параметра $dГК$ и $ΔДМК$ и абсолютные значения интенсивности вторичного гамма-излучения по большому зонду НКТб, с помощью которых выделяются песчаные и глинистые коллекторы, а также плотные, низкопористые песчаники и алевролиты, являющиеся неколлекторами. Литологическая колонка после определения пористости и глинистости уточняется.

Определяются геофизические параметры – коэффициент общей пористости и удельное электрическое сопротивление пород.

Коэффициент общей пористости $K_{п,об}$ оценивается по зависимостям $K_{п,об}=F(A)=F(НКТм/НКТб)$, полученным на моделях пластов в специальной скважине ВНИИЯГГ в г. Раменское, для каждого прибора (модуля) двухзондового НКТ при диаметрах скважины 146, 168, 196мм.

Удельное электрическое сопротивление определяется по большому зонду ИК. В случае большой зоны проникновения УЭС определяется по программе МФС ВИКИЗ для зондов ВИКИЗ или программе ORGUS для приборов 4-ИК и 6-ИК П GERS.

Определение коллекторских свойств – коэффициентов пористости (K_p), проницаемости ($K_{пр}$), нефтенасыщенности (K_n) и оценка характера насыщенности производится по методикам интерпретации ГИС, разработанным для конкретных месторождений при подсчете запасов.

Определение коэффициента пористости

Так как на месторождениях Западной Сибири коэффициент пористости при подсчете запасов, как правило, определяется по относительной аномалии кривой ПС, качество которой при замере в ГС не позволяет её использовать для этой цели, расчет пористости производится по НК с поправкой за глинистость:

$$K_p = K_{п,об} - dK_{п,гл}$$

Поправка за глинистость $dK_{п,гл}$ устанавливается по эмпирической зависимости от двойного разностного параметра $ГК$ $dK_{п,гл}=F(?ГК)$, которая имеется для данного месторождения или является обобщенной для группы месторождений. Достоверность оценки коэффициента пористости по данным НК контролируется статистическими данными о пористости исследуемых отложений.

Оценка коэффициента проницаемости

Коэффициент проницаемости оценивается по зависимости $K_p=f(K_{пр})$, установленной по данным керна и приведённой в отчётах по подсчёту запасов.

Оценка коэффициента нефтенасыщенности

Коэффициент водонасыщенности K_v определяется через коэффициент влажности $W = K_p * K_v$. Коэффициент влажности оценивается по эмпирической зависимости $W=f(R_p)$, установленной для конкретного месторождения или группы месторождений по данным керна из скважин, пробуренных на РНО. Коэффициент нефтенасыщенности определяется по формуле $K_n=1-K_v$.

Если кажущиеся сопротивления на диаграмме электрического метода против нефтенасыщенных прослоев завышены из-за влияния вышележащего высокоомного пласта, коэффициент нефтенасыщенности в предельно нефтенасыщенной части залежи определяется через коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{ов}$ по зависимости $K_{ов}=f(K_p)$, заимствованной из отчета по подсчету запасов. По опыту работ установлено, что в предельно нефтенасыщенной части залежи оба способа (по W и по $K_{ов}$) оценки K_v и K_n , дают идентичные результаты.

Оценка характера насыщенности

Определение характера насыщенности производится по критическим значениям R_p и K_n , установленным при подсчете запасов. Но так как месторождение длительное время находится в эксплуатации и возможно обводнение, эти критерии нуждаются в уточнении и наборе статистики.

В табл.1 приведен пример оперативной интерпретации горизонтального ствола скважины Северного месторождения, как образец расчёта геофизических и петрофизических параметров, представляемых в оперативных заключениях ОАО «Когалымнефтегеофизика».

Таким образом, выбор алгоритма количественной интерпретации, определения коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности находится в зависимости от обоснованности петрофизических зависимостей и методик интерпретации ГИС, использованных при подсчете запасов на этом или соседнем месторождении.

Поэтому этот выбор не случаен. К тому же параметры, определенные по горизонтальному стволу, а это средневзвешенные по толщине величины, можно контролировать по подсчётным параметрам данного месторождения.

В ОАО НПП «ГЕРС» создана база петрофизических данных по материалам отчетов по подсчету запасов большинства нефтяных месторождений, на которых проводится горизонтальное бурение. К тому же вполне реально руководителям геологических служб геофизических предприятий при заключении договоров на проведение геофизических исследований в ГС, запрашивать необходимые петрофизические зависимости оценки K_p , K_n , $K_{пр}$, а также граничные значения K_p или геофизических параметров для выделения коллекторов и критические значения R_p и K_n для оценки характера насыщения. Кроме

этого, для оценки характера насыщения обязательно нужно использовать такие геохимические характеристики как результаты геологических исследований шлама.

Как известно, достоверность геологических и геофизических прогнозов по поводу характера насыщения коллекторов оценивается результатами испытаний. К сожалению, эти данные не всегда доступны. В данной статье нам представилось возможность привести результаты интенсификации добычных возможностей продуктивных пластов по скважинам Сибирского месторождения, по которым были представлены заключения по ГИС, составленные совместно со специалистами из треста «Когалымнефтегеофизика». В табл.2 приведены дебиты нефти по наклонно-направленным и горизонтальным стволам. Из таблицы видно, что дебит горизонтальных скважин на порядок больше, чем в наклонно-направленных.

Табл. 2 Дебит в скважинах Сибирского месторождения

№ п/п	№ скважины	Пласт	Тип скважины	Qн, т/сут, min	Qн, т/сут, max
1	X	БВ	гориз.	223	261
2	2X	БВ	гориз.	45	120
3	У	БВ	наклон-напр.	2.4	159.8
4	У	БВ	наклон-напр.	1.7	46
5	У	БВ	наклон-напр.	0.8	3
6	У	БВ	наклон-напр.	0.5	9.3
7	У	БВ	наклон-напр.	2	12.6
8	У	БВ	наклон-напр.	15.1	60.2
9	У	БВ	наклон-напр.	15	19.7
10	У	БВ	наклон-напр.	40	63.6
11	У	БВ	наклон-напр.	24.5	25.5
12	У	БВ	наклон-напр.	11	90.5
13	У	БВ	наклон-напр.	11	11
14	У	БВ	наклон-напр.	7.6	13.9

На материалах ГИС горизонтального ствола скв.Х при содействии сотрудников ВНИИГИС (Я.С. Гайфуллин, Л.Е. Кнеллер) по программе GorGis рассчитан, потенциальный дебит. Алгоритм программы изложен в работах [3,4].

Дебит скважины прямо пропорционален коэффициенту проницаемости, депрессии на пласт, обратно пропорционален вязкости нефти, воды и находится в сложной зависимости от толщины продуктивного пласта и радиуса контура питания. В программе расчет дебита производится по модифицированной формуле Чекалюка:

$$Q_{н,в} = \frac{K_{пр.ф.н,в} \cdot (2\pi \cdot \Delta P \cdot 0.00864)}{\mu_{н,в} \cdot (\ln(h/R_c \cdot 2) + \pi \cdot R_k / h - \pi/2)} \cdot l$$

где $Q_{н,в}$ - дебит нефти, воды в м³/сутки; $K_{пр.ф.н,в}$ - относительные фазовые проницаемости по нефти, воде, отн.ед.; ΔP - депрессия на пласт, атм; $\mu_{н,в}$ - вязкость нефти, воды, сП; R_c - радиус скважины, м; h - толщина пласта, м; l - длина горизонтального ствола; R_k - радиус контура питания, м.

Прогноз дебита по стволу скважины производится в следующей последовательности:

- определение коэффициента пористости по данным двухзондовой аппаратуры НК АПРК;
- оценка абсолютных проницаемостей по стволу, которая производится в программе по формуле Коатса – Дюмануара: $K_{пр} = (k \cdot c / w^4 \cdot (K_p / K_{во}) w)^2$, где K_p , $K_{во}$ - соответственно коэффициенты пористости и остаточной водонасыщенности; k - константа; c - поправка за тип углеводорода; w - постоянная, близкая по смыслу параметру цементации m в уравнении Арчи.
- оценка коэффициента текущей и остаточной водонасыщенности с использованием УЭС и зависимости $K_{во} = f(K_p)$;
- оценка эффективных проницаемостей по формулам Dresser Atlas: $K_{пр,в} = ((K_v - K_{во}) / (1 - K_{во}))^n$, $K_{пр,н} = ((a - K_v) / (a - K_{во}))^m$;
- прогноз суммарных дебитов коллекторов по стволу скважины путем суммирования дебитов от отдельных элементов горизонтальной скважины.

Результат расчетов по скважине Х Сибирского приведен на рис. 1.

Расчетный суммарный дебит по скважине составил нефти 243 м³/сутки, воды - 14 м³/сутки, обводнённость - 5.4%, суммарный дебит - 257 м³/сутки. Фактический дебит жидкости при вводе скважины в эксплуатацию составил 310 м³/сутки, нефти - 223,3 м³/сутки, обводнённость - 17%, при дальнейшей эксплуатации процент обводнённости уменьшился до 4%.

Результаты расчетов показывают, что параметры, полученные по данным ГИС, достоверны, так как по ним надежно прогнозируется такая зависящая от многих параметров величина как потенциальный дебит.

Основным назначением горизонтальных скважин в настоящее время, как уже говорилось, является увеличение добычных возможностей продуктивных пластов. Однако, выполненный комплекс ГИС при использовании петрофизического обеспечения,

представленного в подсчете запасов по исследуемому месторождению значительно расширяет перспективы использования информационных возможностей горизонтального ствола.

В настоящее время уже есть возможность проводить сопоставление вертикальных проекций по пилотному стволу и по горизонтальному стволу по кривым ИК, ГК, НКТБ. Это сопоставление показывает, что происходит не только изменение по латерали толщин литологических разностей, выделенных по ГИС. Существенно меняется по латерали и литология пород.

На рис 2 показана корреляционная схема по двум скважинам Сибирского месторождения. Сопоставлены вертикальные проекции пилотных стволов и соответствующие им вертикальные проекции горизонтальных стволов. По схеме наглядно видно, что в горизонтальном стволе существенно меняется толщина прослоев и литология пород. Так, в вертикальной проекции скважины скв.Х, увеличивается толщина плотного пропластка, чистый песчаный коллектор замещается глинистым. В скважине 2Х в горизонтальном стволе продуктивный пласт более неоднороден, чем в пилотном.

Латеральная литологическая неоднородность пластов влияет на режим вытеснения нефти и должна учитываться как в гидродинамической модели при оценке темпов вытеснения, так и при проектировании сетки скважин, закладке дополнительных вертикальных и горизонтальных скважин, боковых стволов. Выявленные горизонтальными скважинами участки неколлектора могут являться экранами, изолирующими определенные участки коллектора, создавая застойные, недренируемые зоны.

В этих случаях вскрывающие такие зоны горизонтальные скважины являются не только средством интенсификации притоков, но и методом дренирования таких зон, повышения коэффициента нефтеизвлечения.

Кроме использования горизонтальных скважин для интенсификации добычных возможностей продуктивных пластов, геолого-геофизическая информация, полученная в ГС, может быть использована, как было показано выше, для оценки потенциального дебита продуктивного пласта в ГС и для корреляции с другими горизонтальными, наклонными и вертикальными скважинами с целью уточнения геологической модели.

Полученная геолого–геофизическая информация будет необходима для проектирования разработки месторождения, в частности, для планирования объёмов и размещения эксплуатационного бурения, для мониторинга в процессе разработки, для проектирования геолого-технических мероприятий на основе секторного моделирования.

Наращивание комплекса ГИС за счёт включения в него спектрального гамма – каротажа, акустического, бокового каротажей и кавернометрии повышает достоверность и надёжность геолого-геофизической информации.

В частности, использование SGK в карбонатном и терригенном разрезе ГС позволяет выявить природу аномалий естественной радиоактивности в продуктивном пласте по площади месторождения, в том числе и в той части, где были ранее пробурены поисковые разведочные скважины. Это очень важно при использовании ГК для определения глинистости продуктивных пластов и выделения зон распространения

полимиктовых песчаников в терригенных разрезах и решении вопроса о необходимости введения поправки за глинистость при определении пористости карбонатных пластов.

Включение в комплекс ГИС, используемый в горизонтальных скважинах, АК особенно важно в карбонатном разрезе, где определение K_p только по НК не позволяет учесть литологический эффект, связанный с доломитизацией известняков.

Не менее важно использование АК для оценки пористости и в терригенном разрезе из – за более высокой разрешающей способности метода по сравнению с методами РК в условиях тонкого переслаивания песчаных и глинистых разностей горных пород, слагающих терригенный разрез различных нефтегазоносных регионов Западной Сибири. Применение бокового каротажа в комплексе геофизических исследований в ГС позволит более достоверно оценивать удельные электрические сопротивления продуктивных пластов в карбонатных разрезах. Использование кавернометрии, по которой можно выделять коллекторы по прямым геофизическим признакам, в значительной степени повышает эффективность ГИС как в карбонатном, так и в терригенном разрезе. В этом случае комплекс ГИС в горизонтальных скважинах получает преимущество перед комплексом ГИС в наклонных скважинах, в которых исследования производятся на каротажном кабеле и в которых кавернометрия не производится из – за возможной аварийности.

Эффективность решения геологических задач комплексом ГИС в горизонтальных скважинах открывает перспективы использования ГС на стадии разведочного бурения.

Помимо использования удлинённых стволов ГС для исследования продуктивных пластов меньшим количеством разведочных скважин, возникает уникальная возможность получения керна из продуктивного пласта для создания петрофизической базы для оценки подсчётных параметров. Причём получение керна из разведочных скважин по объёму керна из продуктивного пласта нельзя даже сравнивать с возможным объёмом керна вынесенного из горизонтального ствола.

Получить керновые данные, которые охарактеризовали бы изменение подсчётных параметров на керне по площади, не удаётся до настоящего времени по данным поискового и разведочного бурения практически ни по одному месторождению.

Получение кернового материала из горизонтальных скважин позволит существенным образом изменить представление о горизонтальных скважинах, как не только об одном из способов интенсификации добычных возможностей продуктивных пластов. Одновременно это позволит произвести эталонирование ГИС в ГС и решить вопрос о месте геолого-геофизической информации, полученной в ГС в информационном пространстве по месторождению, которое образовано данными бурения, геолого-геофизических исследований и испытаний скважин.

Использование горизонтальных скважин на этапе разведки позволит:

- оценить реальные фильтрационные неоднородности пород по площади для гидродинамических расчетов;
- обосновать сетку вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных эксплуатационных скважин;

- выявить возможные застойные, недренируемые зоны.

Литература

- Беляков Н.В. Технологии интегрированных исследований бурящихся горизонтальных скважин //НТВ «Каротажник». Тверь. Изд. АИС. 2005. Вып:5-6(132-133) стр. 92-96.
- Беляков Н.В., Громобоев Ю.В., Фридман М.Я. Опыт использования системы «WELLBASE» для геологической интерпретации данных ГИС-ГТИ в скважинах горизонтального и наклонно-направленного бурения в условиях Западной Сибири.
- Кнеллер Л.Е., Гайфуллин Я.С.,Рахматуллин В.У. Антонов К.В. Прогноз потенциальных дебитов горизонтальных скважин по данным ГИС // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений -1997.-№12
- Кнеллер Л.Е. Гайфуллин Я.С., Салихянов А.М. Прогноз потенциальных дебитов горизонтальных скважин по материалам геофизических исследований в открытом стволе (технология и результаты) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений -2005. -№12/.