

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.
ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Наклонно-направленное бурение скважин на примере Любимовского
месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5курса531 группы
заочной формы обучения
геологического факультета
направления 21.03.01«Нефтегазовое дело»,
профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»
Янюка Максима Владимировича

Научный руководитель

к. г. -м.н., доцент

подпись, дата

К. Б. Головин

Зав. кафедрой

к. г. - м.н., доцент

подпись, дата

Е. Н. Волкова

Саратов 2021

Введение. В настоящее время все больше эксплуатационных скважин являются вертикально-горизонтальными, с разветвленными сложнопрофильными стволами с расположением горизонтальных участков в пределах нефтегазоносных коллекторов, в связи с чем бурение при освоении нефтегазовых и газоконденсатных месторождений невозможно без использования методов направленного бурения.

Направленное бурение – техническая система бурения скважин, включающая комплексы методов, технологий, электронных и технических средств, компьютерных программ и призванная решать проблему бурения скважин в заданном направлении, часто по определенно-выверенной траектории, а забой приводить в заданную проектом точку с учетом возможных допустимых отклонений.

Активное развитие технологии бурения вертикально-горизонтальных скважин произошло в 80-е гг. прошлого столетия в связи с открывающейся возможностью резкого повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) и возможностью извлечения нефти из истощившихся месторождений и месторождений с тяжелой нефтью.

Проходка вертикально-горизонтальных стволов позволила:

- получать начальные дебиты в 20 раз выше, чем дебиты обычных скважин, при повышении стоимости бурения в 2–3 раза;
- обеспечить накопленную добычу за 10-15 лет эксплуатации в 10 раз выше при себестоимости добытой нефти в 3-5 раз ниже, чем по традиционным соседним скважинам;
- на 20-30 % увеличить общую нефтеотдачу из продуктивных пластов;
- повысить эффективность разработки высоковязкой нефти, процессов заводнения, прогрева пластов и др.

Поэтому в настоящее время существенный объем специальных работ при сооружении скважины занимают работы по обеспечению сложной траектории скважины при трансформации ствола от вертикального к наклонному и

горизонтальному с последующим постоянным корректированием направления в пределах углеводородного пласта с помощью средств и технологий телеметрии и геонавигации.

Геонавигация – это процесс корректировки траектории скважины в режиме реального времени с целью увеличения проходки по наиболее продуктивной части пласта-коллектора. Решения по корректировке траектории основываются на анализе данных каротажа во время бурения (MWD/LWD).

Целью настоящей работы является проведение телеметрических геонавигационных исследований при бурении наклонно-направленной субгоризонтальной скважины на Любимовском месторождении Самарской области.

Достижение заданной цели осуществлялось через решение следующих задач:

- изучить геологический разрез;
- изучить теоретические основы и методику ведения работ;
- реализовать полученные знания при бурении скважины.

Результаты получены при участии автора.

Бакалаврская работа состоит из введения, заключения, списка использованной литературы и 3 разделов: раздел 1 – «Геолого-геофизическая характеристика»; раздел 2 – «Методика»; раздел 3 – «Результаты».

Основное содержание работы. В административно-географическом отношении Любимовское нефтяное месторождение расположено на севере Самарской области.

Дневная поверхность выполнена холмистой равниной, разбитой небольшими речками и оврагами. Абсолютные отметки рельефа в пределах месторождения изменяются в пределах +80 м -+120 м.

Осадочные отложения в районе Любимовского месторождения представлены породами девонской, каменноугольной и пермской систем, перекрытыми маломощными четвертичными образованиями. Мощность осадочного чехла составляет 1800-2000 м.

В соответствии со схемой тектонического районирования месторождение находится в границах Шенталинской группы поднятий Южно-Татарского свода.

По аналогии с соседними месторождениями при организации поисковых работ на Любимовской площади перспективным горизонтом считались бобриковские отложения. В результате поисково-разведочного бурения установлена промышленная нефтеносность пласта Б2.

Положение устья скважины, т. е. точка её заложения, всегда может быть найдена координатами x_0, y_0, z_0 , определенными путем топографической или маркшейдерской съемок. При известных величинах координат устья скважины положение оси (её координаты) прямолинейной скважины обуславливается начальными зенитным – θ и азимутальным – α углами.

Положение траекторий скважин определяют по данным инклинометрических измерений, проводимых в стволе через интервалы заданной длины (чаще всего 5, 10, 20, 40 или 50 м). В каждой точке на определенной глубине определяют зенитный – θ и азимутальный углы – α .

Многолетняя практика бурения показывает, что все скважины в процессе бурения стремятся к искривлению в большей или меньшей степени. В случае самопроизвольного искривления скважины его называют естественным, если же кривление выполняется умышленно, для решения геологических или технических задач, то искусственным.

Частота измерений инклинометрии при бурении нефтегазовых скважин изменяется от 10-30 м при искривлении скважин отклонителями, например, для исправления угла наклона или азимута до 200-300 м при стабилизации направления ствола скважины с целью определения интенсивности естественного искривления ствола.

По характеру искривления скважины бывают следующих типов:

- вертикальные;
- вертикально-наклонные, вертикально-наклонные S-образные и вертикально-наклонные J-образные с коротким горизонтальным

- участком или вовсе без него;
- вертикально-горизонтальные;
- вертикально-наклонно-горизонтальные;
- вертикально-горизонтальные сложнопрофильные.

Скважины первого типа являются традиционными в нефтегазовой промышленности и применяются повсеместно при бурении глубоких параметрических, поисковых и разведочных скважин благодаря субгоризонтальному залеганию полезных ископаемых.

Стволы скважин второго типа кривят до необходимого угла, требуемого проектом на бурение, после чего осуществляют бурение до проектного забоя при набранном угле наклона. Скважины данного типа используют для бурения умеренной глубины в относительно простых геологических условиях, когда не требуется применение промежуточных обсадных колонн. При бурении более глубоких скважин с большими отходами забоя от устья, техническая обсадная колонна может быть установлена непосредственно после прохождения интервала криволинейного ствола, а открытый ствол проходят, сохраняя заданный угол наклона до проектной глубины. Такая траектория предусматривает максимальное отклонение ствола скважины от вертикали при минимальном зенитном угле, в связи с чем такой профиль используется при кустовом бурении или вскрытии пластов, негоризонтального залегания.

Следующий тип профилей обеспечивает после бурения вертикального отрезка ствола набор определенного зенитного угла с последующим бурением с этим заданным углом, после чего роняют угол до достижения субвертикального положения ствола. Промежуточная колонна как правило устанавливается в интервале набора «отрицательного» угла, после чего скважину добуривают вертикальным стволом. S-образный профиль применяют там, где наличие зон несовместимости условий бурения требует использования промежуточных обсадных колонн. Также данный тип можно применять для глушения аварийной скважины путем бурения s-образного ствола. Также s-образный профиль используют при потребности разнести забои скважин при бурении их

с одной точки (например, при морском бурении с платформы).

Условно-горизонтальные скважины с *J*-образным профилем предусматривают отход забоя от вертикали на существенно больших расстояниях и глубинах, чем могут обеспечить предыдущие траектории. При отходе от вертикали угол наклона ствола устойчиво растет вплоть до достижения проектной глубины или вскрытия продуктивного пласта. Данный тип профилей широко используют для кустового бурения, для бурения на пласты, расположенные под солевыми куполами, а также вскрытия глубоко залегающих объектов. Сюда же относятся вертикально-горизонтальные скважины.

В настоящее время профиль, объединяющий как наклонный участок, так и горизонтальный отрезок, используется для бурения по пласту с целью вскрытия продуктивного горизонта на значительную величину.

Профиль горизонтальной скважины как правило включает две части: направляющую и горизонтальную. Под направляющей частью скважины понимают часть ствола от устья до точки с заданными координатами на кровле и в самом продуктивном пласте. Направляющая часть ствола одно временно является началом горизонтального участка с определенным углом. По радиусу кривизны ствола выделяют три типа профиля горизонтальной скважины:

- большим радиусом (>190 м), интенсивность искривления до $0,3$ град/м;
- средним радиусом ($60-190$ м), интенсивность искривления до $1,0$ град/м;
- малым радиусом кривизны ($10-30$ м), интенсивность искривления – более $2,0$ град/м.

Горизонтальные скважины с большим радиусом кривизны могут быть выполнены при кустовом бурении, а также при бурении отдельных скважин с значительными отклонениями от вертикали при протяженности горизонтального участка более $600-1000$ м. При бурении таких скважин применяется обычная техника и технологии наклонно-направленного бурения, обеспечивающие максимальную интенсивность искривления в пределах $0,7-$

3,0град/10 м проходки.

Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны используются при строительстве как одиночных скважин, так и для интенсификации производительности добывающих скважин. В таком случае максимальная интенсивность искривления скважины будет в диапазоне 3-10 град/10м при протяженности горизонтального участка 400–850 м.

Горизонтальные скважины с малым радиусом кривизны применяются на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, а также для зарезки ствола скважины из окна эксплуатационной колонны. Интенсивность набора угла при бурении наклонного интервала составляет 1,1-2,5 град/м при протяженности горизонтального участка 90-250 м.

Чем меньше радиус кривизны тем хуже обстоятельства функционирования бурильных труб, тем ниже вероятность беспроблемной доставки в ствол скважины забойных двигателей, геофизических приборов и обсадных труб. В связи с этим при бурении даже со средним радиусом кривизны в компоновке низа бурильной колонны используют особые трубы и сокращенный гидравлический двигатель. Проводка стволов скважин с малым радиусом кривизны неосуществима без использования специального бурового инструмента.

На стадии проектирования стволов горизонтальных скважин всегда имеются различные варианты их проводки.

В нефтегазонасыщенных пластах сравнительно малой мощности (до 10–15 м) предпочтительно бурение горизонтального участка условно в центре пласта параллельно кровле и подошве.

Похожим образом проектируется разработка в случае, если продуктивный пласт имеет вертикальную трещиноватость.

В случае, если коллектор имеет малую мощность и при этом характеризуется как вертикальной, так и латеральной неоднородностью, то такие пласты рекомендуется проходить волнообразным стволом.

В настоящее время все чаще применяются не просто горизонтальные

стволы, но и многозабойные разветвленные скважины.

Многозабойные скважины в основном используют для эксплуатации нефтяных месторождений с низким пластовым давлением, для интенсификации притоков выработанных в существенной мере залежей, для эксплуатации залежей с тяжелой высоковязкой продукцией, для добычи из слоистых продуктивных пластов и т. д. Среди профилей многозабойных скважин выделяют типы:

- с горизонтальными и пологонаклонными стволами, пробуренными из основного ствола;
- многоярусные скважины;
- радиальные, в которых из одного горизонтального ствола бурится система (до 100 и более) радиальных стволов.

Положение забоя и точек оси ствола скважины определяют постоянными, по мере углубления скважины, замерами зенитного и азимутального углов на определенной глубине.

Для измерения азимута скважины используют магнитную стрелку, механические и оптические гироскопы, магнитометр.

Зенитный угол в гироскопических инклинометрах измеряют с помощью отвеса.

Скважина 99 Любимовского месторождения проектировалась как условно-горизонтальная на разработку пласта Б2 бобриковского горизонта. Проектом предусматривалось бурение наклонно-направленного участка под обсадную колонну 168 мм, а затем горизонтального ствола. Объектом исследований автора явилось бурение наклонно-направленного участка ствола.

Согласно проекту, приступили к набору угла с глубины 770 м. При глубине ствола 1673 м угол составил 53 градуса. Рекомендовано продолжить бурение с плановой траекторией.

При глубине ствола 1830 м угол составил 72 градуса. Отмечен рост гамма-показаний, что отождествлено со вскрытием кровли тульского горизонта. Бурение продолжено согласно плановой траектории.

Следующие замеры были сняты на глубинах 1840м, 1850м, 1859м, 1869м,

на которых зенитный угол составил 73, 74.4, 77.5 и 79.5 градусов соответственно. Бурение продолжено согласно плановой траектории.

При замере на глубине 1878 м угол составил 81.6 градусов. Для достижения планового угла 87 градусов на глубине 1915 м рекомендовано продолжить бурение с набором угла до 86 градусов.

Дальнейшие замеры снимались после бурения каждой трубки при следующих глубинах, зенитный угол на которых составил: 1888м – 82°; 1897м – 82.6°; 1905м – 82.6°; 1914м – 84.3°; 1924м – 84.3°; 1933м – 85.5°; 1942м – 85.5°.

После замера на глубине 1942 м по показаниям гаммы стало понятно, что скважина вскрыла кровлю бобриковского горизонта на абсолютной отметке 1506.8м. С целью изоляции интервала нахождения ствола в аргиллитовой крышке для предотвращения последующего осыпания перекрывающих пород при бурении горизонтального ствола рекомендовано пробурить еще одну трубку с углом 86 градусов. Таким образом, конечный забой наклонно-направленного ствола составил 1952м, зенитный угол 86 градусов.

Удлинение фактической длины ствола до 1952 м по сравнению с плановой 1915 м произошло из-за недонабора угла в интервале 1800-1900 м.

После завершения бурения приступили к записи ГИС АМК «Горизонт». В результате при сопоставлении данных было выявлено расхождение в абсолютных отметках точек вскрытия целевого бобриковского пласта в материалах, полученных в процессе бурения, и материалах ГИС АМК «Горизонт» по скважине 99 Любимовского месторождения.

Учитывая то, что данные инклинометрии с телесистемы прошли все этапы контроля качества и являются достоверными и точными в пределах спецификации прибора, наиболее вероятными причинами такой невязки могли стать: влияние помех, частота снятия замеров, условия снятия замеров (складывание/растяжение инструмента, вибрации), ошибка в мере.

Заключение. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин развивается стремительными темпами и горизонтальные стволы все

чаще используются для разработки месторождений. При бурении таких скважин проводятся исследования как телеметрией в процессе бурения (LWD), так и по завершении бурения участка ствола. Делается это по двум причинам. Во-первых, методы ГИС после бурения позволяют выполнить широкий комплекс исследований, практически не уступающий комплексу ГИС в вертикальных скважинах. Во-вторых, с целью осуществления дополнительного контроля положения ствола скважины в пространстве, что в условиях горизонтального бурения является крайне важным, так как ошибка в абсолютной глубине даже на 1 метр вкуче с возможной изменчивостью разреза способна привести к крайне нежелательным последствиям, например, пересечению стволом водонефтяного контакта, что в ряде случаев равноценно потере ствола скважины.

В настоящей работе показана успешная реализация сопровождения бурения с помощью телеметрии. Скважина решила поставленные геологические задачи, вскрыв кровлю продуктивного бобриковского горизонта и подтвердив ее залегание на проектной глубине.

Вместе с тем выявлена невязка данных LWDи АМК «Горизонт», причины которой достоверно не определены и могут лежать как в плоскости недоучета влияния параметров и условий бурения, так и в технических и методических ограничениях используемой аппаратуры.

В любом случае методика проведения LWD будет продолжать развиваться и в обозримом будущем сделает избыточным проведение дополнительных ГИС после завершения бурения.