

проницаемость, а какой – меньшую. Однако количественные оценки, получаемые с их помощью, являются весьма приближенными и, что самое главное, плохо согласуются с мегамасштабными, т.е. средними по разрезу пласта оценками проницаемости, получаемыми с помощью гидродинамических исследований скважин (ГДИС) или по данным ее нормальной эксплуатации. В случае наиболее распространенного источника информации – геофизических исследований скважин – они связаны с тем, что методы ГИС по своей физической сущности дают возможность определить объемные параметры (пористость, насыщенность), но не динамические (проницаемость). Эмпирические зависимости типа пористость – проницаемость или более сложные алгоритмы (множественные регрессии, нейронные сети), связывающие проницаемость с измеряемыми по результатам ГИС объемными характеристиками, дают количественные оценки с большой погрешностью.

Несмотря на указанные проблемы, существующие методы поинтервальной оценки проницаемости (в частности, методы, основанные на данных ГИС) весьма полезны, поскольку они выполняют очень важную функцию компаратора, т.е. инструмента для сравнения и ранжирования различных интервалов по проницаемости. Для построения количественно адекватного профиля вертикального распределения проницаемости необходимо решить задачу интегрирования в единую модель разнородных данных, полученных от различных источников информации (анализ керн, испытание пластов, расходомерия, ГИС) при измерениях на различных (макро- и мега-) масштабах [1].

Корректировка значений проницаемости путем умножения на поправочный коэффициент позволяет добиться хорошего соответствия расчетной производительности скважины реальной. Однако одновременно решить таким же способом и задачу адекватного описания характеристик вытеснения нефти из пласта (например, корректного расчета динамики обводнения продукции скважины) невозможно. Причину этого можно понять, если рассмотреть проницаемость интервалов пласта как случайную величину, функция распределения которой (обычно принимаемая логнормальной) зависит от двух параметров – среднего значения (математического ожидания) и «размаха» отклонений от среднего значения (дисперсии). Дисперсия определяет степень вертикальной неоднородности пласта и, в частности, вид характеристики вытеснения нефти водой [3,4].

Умножение значений проницаемости на поправочный коэффициент эквивалентно сдвигу функции распределения по оси «логарифм проницаемости». Этот сдвиг позволяет добиться желаемого значения средней проницаемости, однако «размах» кривой распределения проницаемости при этом остается неконтролируемым, в связи с чем, желаемых показателей неоднородности добиться не удастся.

С помощью метода корректировки значений проницаемости, возможно достичь желаемого вида функции распределения с заданными характеристиками – математическим ожиданием и дисперсией. Этот метод основан на результатах теории порядковых статистик [5, 6] и возможности восстановления проницаемости в ранжированной выборке при наличии априорной информации о виде функции распределения. Предполагается, что ранжирование интервалов пласта по проницаемости проводится с помощью ГИС.

Математическое ожидание можно определять по данным ГДИС или нормальной эксплуатации скважин, а дисперсию – из анализа выборок керн или по динамике обводнения продукции.

Одним из основных преимуществ данного подхода является существенное ускорение процесса адаптации 3D гидродинамических моделей к истории разработки и повышение устойчивости результатов за счет того, что уже первое приближение к оценке поля проницаемости (на этапе инициализации модели) оказывается максимально приближенным к истинному распределению фильтрационных свойств пласта. Это обеспечивается использованием при инициализации модели сразу всей имеющейся лабораторной и промысловой информации, включая исторические данные о динамике добычи нефти и других флюидов [7, 8].

Литература

1. Косентин Л. Системные подходы к изучению пластов. – М. – Ижевск: ИКИ, 2008. – 400 с.
2. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. – М. – Ижевск: ИКИ, 2008. – 668 с.
3. Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов. – М. – Ижевск: ИКИ, 2008. – 652 с.
4. Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists// J.L. Jensen, P.W.M. Corbett, L.W. Lake, D.J. Gaggin /Elsevier, 2000. – 362 p.
5. Ефимов А.Н. Порядковые статистики – их свойства и приложения. – М.: Знание, 1980. – 64 с.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. М. – Ижевск: ИКИ, 2008. – 368 с.
7. Willhite G.P. Waterflooding// SPE Textbook Series, 1986. – 365p.
8. Dykstra H., Parsons R.L. The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding // Secondary Recovery of Oil in the United States, 1948 API Spring Meeting, Los Angeles, May.

РАЗРАБОТКА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ЗАБОЯ ОТ ВЕРТИКАЛИ

Ю.Ю. Колдырев

Научный руководитель старший преподаватель Е.Г.Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Россия обладает значительными ресурсами нефти. По данным министерства энергетики РФ, на долю нефти приходится 38% потребляемой энергии России, т.е. 518,0 млн. т (по данным на 2012 г.)[8]. Вместе с тем, начальные запасы нефти уже выработаны более чем на 50 процентов, в европейской части - на 65 процентов, в

том числе в Урало-Поволжье - более чем на 70 процентов. Многие месторождения Западной Сибири переходят на последний этап разработки. Степень выработанности запасов крупных активно осваиваемых месторождений приближается к 60 процентам. Постоянно увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов, составляющая для основных нефтедобывающих компаний от 30 до 65 процентов[10]. В то же время ежегодное энергопотребление растет по прогнозу Международного энергетического агентства, к 2030 году ожидается увеличение мирового потребления нефти по сравнению с 2000г. в 2 – 2,2 раза, а газа – в 3 – 3,2 раза[2].

Чтобы обеспечить объемы добычи нефти и газа в соответствии с нуждами, необходимо вводить в эксплуатацию новые месторождения. Наряду с главными задачами стратегического развития минерально-сырьевой базы топливно-энергетического комплекса РФ на период до 2030 года стоит повышение активности геологического освоения новых территорий и акваторий[10]. Главным образом это связано с восточными районами и континентальным шельфом арктических и дальневосточных морей. Именно эти районы считаются наиболее перспективными по начальным извлекаемым запасам углеводородов. Оцениваются они в 13млрд. тонн нефти и 79 млрд. тонн газа[10]. Следует учитывать, что морская нефть в общем объеме добываемой нефти в мире составляет уже более 40 процентов, а продуктивность скважин на месторождениях шельфа значительно выше, чем на суше (в среднем 450 т/сутки)[2].

Применительно к России, наиболее изученными и подготовленными к освоению являются шельфы Охотского и Каспийского морей. В российском секторе Каспийского моря месторождения расположены в пределах лицензионного блока «Северный» и разрабатываются компанией «ЛУКОЙЛ». При этом на одном из них – имени Юрия Корчагина, открытом еще в 2000-ом, – промышленная добыча началась в 2010 году[5]. Суммарные запасы Сахалинского шельфа, по предварительным подсчетам, оцениваются в 4 млрд. тонн нефти[3]. В настоящее время, выделено шесть лицензионных участков под геологическое изучение и разработку месторождений — так называемые проекты «Сахалин-1-6». Два проекта «Сахалин 1» и «Сахалин-2» уже ведут промышленную добычу нефти и газа. В рамках проекта «Сахалин -1» предусмотрена разработка нефти и газа на северо-восточном шельфе острова Сахалин. Объем извлекаемых запасов оценивается в 2,3 млрд. баррелей нефти (307 млн. тонн) и 17,1 трлн. куб. футов природного газа (485 млрд. куб. м)[6]. Проект «Сахалин -2» предусматривает разработку двух шельфовых месторождений: Пильтун-Астохского и Лунского. Общие запасы составляют 600 млрд куб. м газа и 170 млн т нефти и конденсата[7].

Кроме того, арктический шельф — крупный и до настоящего времени практически не использованный резерв нефтегазовой промышленности России. В настоящее время основными проектами здесь являются:

Штокмановское месторождение в Баренцевом море;

Приразломное и Долгинское месторождения в Печорском море;

Северо-Каменномысское и Каменномысское-море месторождения в акваториях Обской и Тазовской губ.

Основными объектами обустройства шельфовых месторождений являются плавучие платформы или морские плавучие буровые установки. Платформа обеспечивает бурение скважин, добычу нефти и газа, а также их хранение и отгрузку. Помимо всех технических сложностей, связанных с эксплуатации нефтяной платформы, строительство одной морской платформы может обойтись в 200 млн. \$ (морская ледостойкая)[1], не включая расходы на подводные коммуникации и обеспечение экологической безопасности.

Специально для проекта «Сахалин-1» спроектирована наземная буровая установка «Ястреб», которая является одной из наиболее мощных наземных буровых установок в отрасли. Она предназначена для бурения с берега скважин с большим отходом забоя от вертикали (БОВ), позволяющая с суши достигать нефтегазоносных пластов в море.

Шесть из десяти самых длинных скважин в мире на сегодняшний день пробурены на месторождениях Чайво и Одопту. Самая протяженная из них – скважина Z-42, протяженность ствола которой составила 12 700 метров при отходе забоя от вертикали на 11 739 метров [9]. На строительство этой скважины потребовалось 73 дня, при этом была достигнута высокая точность проводки - забой скважины находился в пределах 4 метров от запланированной отметки. В настоящее время двенадцатью скважинами, пробуренными по технологии с большим отходом от вертикали, ведется промышленная добыча нефти с шельфовых месторождений о. Сахалина Чайво и Одопту-море, объемами 1600м³ безводной нефти ежедневно[1].

Главным преимуществом технологии остается сравнительно низкая себестоимость реализации и эксплуатации. Разработка месторождений с помощью наклонно-направленных скважин обходится значительно дешевле (в 4 – 5 раз)[4], чем при добыче с ледостойких стационарных платформ, при этом их эксплуатация может вестись круглый год (в отличие от морских буровых установок в замерзающих морских акваториях) при соблюдении природоохранных требований. Также, технология позволяет проводить разработку морских месторождений, удаленных от берега на 5-10 км, отказавшись от создания искусственных островов, и минимизировать количество платформ, необходимых для реализации оффшорных проектов. Суть метода бурения скважин с большим отклонением от вертикали (БОВ) раскрыта в самом названии - сначала бурится вертикальный участок скважины, которая затем изменяет направление, становится горизонтальной и вскрывает подземный пласт, содержащий углеводороды. Во время проектирования скважин БОВ требуется детально проанализировать большое количество различных критериев. Ключевые моменты – конечный геометрический профиль и планируемая траектория скважины, особенно секция набора параметров. Эта секция должна быть спланирована таким образом, чтобы обеспечить минимальную извилистость и «гладкий» ствол скважины, параметры, которые играют важную роль для окончательного строительства скважины и возможности осуществления спуско-подъемных операций (СПО) бурильных, обсадных труб и забойного оборудования. Другие факторы, которые необходимо принять во внимание,- это стабильность стенок ствола скважины,

циркуляционная плотность промывочной жидкости, геологическая проводка скважины в наилучшей зоне пласта и мониторинг параметров бурения и свойств призабойной зоны в режиме реального времени.

Конструкция наклонно-направленной скважины выбирается исходя из условий предотвращения осложнений в процессе бурения. Для разработки северного купола месторождения Одопту-море с берега было пробурено 11 скважин. По коэффициенту сложности (отношение горизонтального отхода к вертикальной глубине), в интервале 3 – 4, что характеризует их как сложные скважины[1].

Верхняя неустойчивая часть ствола скважин (пески), где возможно поступление в скважину морской воды, до глубины 100 – 150 м перекрывается кондуктором. Ствол скважины под кондуктор бурится на глубину 90-130 м. При этом ниже кондуктора не имеется зон с условиями бурения, несовместимыми по градиентам давлений столба бурового раствора. Чтобы исключить грифообразование (при газонефтепроявлениях с открытым фонтанированием), в ствол предусмотрен спуск промежуточной колонны, которая цементируется до устья. Глубина спуска определяется из условия исключения возможности разрыва слабо цементированных песков под башмаком кондуктора после полного замещения бурового раствора в скважине герметизации устья. В скважинах с большими углами наклона бурения длинного открытого ствола сопровождается желообразованием с последующими возможными прихватами бурильных колонн в процессе бурения и обсадных колонн при их спуске. Во избежание этого, выход из-под башмака предыдущей колонны ограничивается по длине, что достигается спуском второй промежуточной колонны в ствол, на глубину 400 – 6400 м. Спуск второй промежуточной колонны повышает гарантии успешного спуска эксплуатационной колонны до проектной глубины в горизонтальном стволе. Эксплуатационную колонну и предшествующее ей промежуточную колонну связывает герметичное соединение (рис.).

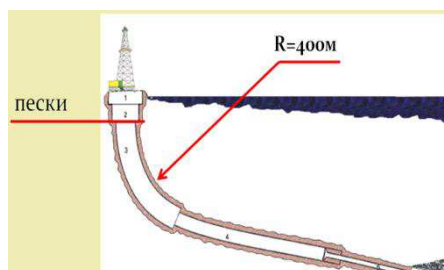


Рис. Конструкция скважины с большим отходом забоя от вертикали

Профиль скважины принято делить на несколько интервалов (оптимальный вариант - девять), основные достоинства профиля – возможность получить максимальное отклонение от вертикали, при относительной простоте реализации. Исходя из условий последующей эксплуатации, в целях обеспечения проходимости колонн, принимается большой радиус искривления, равный примерно 400м. При бурении горизонтальных скважин все операции подчинены решению основной задачи – получения качественно обсаженного ствола, проведенного по заданной траектории. В процессе бурения постоянно производится корректировка проектного профиля.

Использование технологии целесообразно не только при разработке месторождений шельфовых зон. Метод бурения скважины с БОВ являются экономически эффективными в ряде других случаев. Проекты могут применяться для добычи нефти, для решения экологических проблем или на территориях со слаборазвитой инфраструктурой. Применение технологии позволит с существующих буровых площадок достигать тех участков месторождения, для разработки которых в противном случае потребовалось бы оборудовать новые буровые площадки; увеличение добычи на сложных заводненных месторождениях - обеспечивает возможность разбуривания залежей под озерами и реками, например, под озером Самотлор.

Технология бурения скважин с БОВ будет применяться при разработке новых месторождений в Баренцевом и Каспийском морях, на о.Сахалин и в Восточной Сибири. Скважины с большим отходом ствола от вертикали позволяет снизить затраты на ввод в эксплуатацию месторождений, а также увеличить продолжительность эффективной эксплуатации уже существующих объектов нефтеотдачи. Для шельфовых и скрытых под водоёмами месторождений, малоудаленных от берега технология БОВ – это прямая альтернатива использованию крупных морских сооружений. Требуется меньшее количество трубопроводов, сокращается количество единиц дорогостоящего подводного оборудования, снижается количество обслуживающего персонала.

Модернизация технологий, увеличение знаний и опыта персонала позволит постепенно увеличивать скорость бурения и одновременно снижать себестоимость скважин, расширять области применения метода. Уже сейчас технология БОВ позволяет вести переоценку вариантов разработки месторождений. Ранее считавшиеся экономически невыгодными месторождения могут быть признаны целесообразными к разработке. Таким образом, применение передовой технологии бурения скважин БОВ для работ по проекту является крупным шагом в нефтегазовой промышленности, позволяющим осуществлять разработку запасов углеводородного сырья наиболее экономически эффективными, рациональными способами, не нарушая при этом принципов безопасности и охраны окружающей среды в экологически чувствительных районах.

Литература

1. Валитов Р.А., Исмаков Р.А. Технология проводки горизонтальных скважин на примере месторождения Одопту-Море//Нефтегазовое дело: научно-технический журнал. – Уфа. – 2004. – № 2, – С. 61 – 66.
2. Запывалов Н. П. Нефтегазоносность акваторий мира: Учебное пособие / Новосибир. гос. ун-т. – Новосибирск, 2009. –260 с.
3. Коблов Э.Г., Харахинов В.В.Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. –М.: Научный мир, 1997.198 с.
4. В.Чубриков, Б.Сатклифф, Д.Уотсон, К.Фицпатрик. Бурение с большим удалением забоя от вертикали//Российские Нефтегазовые Технологии: научно-технический журнал, – 2009. – №17, – С.38 – 56.
5. Лукойл начинает отгрузку нефти с месторождения Юрия Корчагина. Пресс-релиз от 12.10.2010.: [Электронный ресурс] // ОАО "ЛУКОЙЛ" URL: <http://www.lukoil.ru/press.asp/> (Дата обращения: 10.03.2014).
6. Общие сведения: [Электронный ресурс]// Сахалин Энерджи,2014. URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/company/overview.wbp/> (Дата обращения:10.03.2014).
7. Сахалин-2: [Электронный ресурс] //ОАО «Газпром», М., 2003 – 2014. RL:<http://www.gazprom.ru/about/production/projects/ing/sakhalin2/> (Дата обращения: 01.03.2014).
8. Статистическая информация: [Электронный ресурс] //Министерство Энергетики Российской Федерации. М.,2008-2014. URL:<http://minenergo.gov.ru/activity/statistic/>. (Дата обращения: 07.03.2014).
9. Эксон Нефтегаз Лимитед: оператор проекта «Сахалин-1»: [Электронный ресурс] // Корпорация «Эксон Мобил», 2003-2010.– URL: <http://www.sakhalin-1.ru/Sakhalin/Russia-Russian/Upstream/default.aspx> / (Дата обращения: 01.03.2014).
10. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: [Электронный ресурс] //Министерство Энергетики Российской Федерации. – М.,2008-2014. URL: <http://minenergo.gov.ru/aboutminen/energostrategy/>. (Дата обращения: 07.03.2014).

**РЕАНИМАЦИЯ НИЗКОДЕБИТНЫХ И БЕЗДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН ПУТЕМ ЗАРЕЗКИ
БОКОВЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ С ПОМОЩЬЮ КОЛТЮБИНГОВЫХ
УСТАНОВОК**

Н.К. Костадинов

Научный руководитель старший преподаватель Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большая часть месторождений Западной Сибири находятся на заключительной стадии разработки, дебит в скважинах снижается и, после падения ниже определенного уровня, дальнейшая эксплуатация этих скважин будет не рентабельной, и поэтому такие скважины консервируются. Также как и законсервированные, разведочные скважины, пробуренные еще в 60-х годах 20 века, ждут новых технологий по извлечению нефти, отсутствующих в то время, так и современные истощенные скважины ожидают того же. Таким средством является резка боковых и горизонтальных стволов с помощью колтюбинговых установок. Как показывает практика, совершенствование технологии бурения увеличило число скважин, из которых можно бурить боковые стволы с короткими и средними радиусами кривизны, а также разветвленные стволы, применяя бурильные колонны гибких труб.

Характер дренажной зоны	Трещинистость скважины		Зона естественной трещинности	Пересекать вертикали и горизонт. трещины	**
	Наклонные скважины	Горизонтальные скважины			
Проницаемость (к), мД	Вертикальная, k_v	Горизонтальная, k_h	Зона естественной трещинности в условиях заводнения	Короткие, разрозненные вертикальные трещины	Сложн. для нагнетания воды
Гомогенный пласт большой мощности без газовой шапки или подстилающей воды $k_v/k_h \geq 0.1$	Низкая k_v	Высокая k_v	Тектонически изолированные залежи	Скважина должна вскрыть несколько залежей	Вскрыть каждой залежи одной или несколькими стволами
Гомогенный пласт большой мощности с газовой шапкой или подстилающей водой	Не рекомендуется ввиду риска преждевременного прорыва газа или воды	Параллельные стволы на равной глубине с осевыми регулируемым проходами	Стратиграфически изолированные залежи	Скважина должна вскрыть несколько залежей	Вскрыть каждой залежи одной или несколькими стволами
Многопластовая зона	$k_v/k_h \geq 0.1$ предпочтительнее, чем вертикальные	Параллельные стволы на равной глубине с осевыми регулируемым проходами	Продолговатые залежи (вид сверху)	Несколько наклонных боковых стволов из основного ствола	Одна скважина должна вскрыть несколько залежей
Мелкопластовая толща	Желательно переключать на боковые стволы	Не рекомендуется, так как при малой вертикальной проницаемости боги и отдачи пластов могут оказаться низкими	Залежи в круто падющих пластах	Одна скважина должна перебрать несколько залежей	Предпочтительно вскрыть каждую залежь отдельным боковым стволом

Рис. Оптимизация добычи[2]

* - предпочтительнее боковые стволы с небольшими просветами между ними;

** - предпочтительнее горизонтальные перпендикулярные трещинам

Бурение боковых стволов снижает стоимость строительства горизонтальных скважин. Кроме увеличения производительности скважин, бурение боковых стволов позволяет отбирать углеводороды из коллекторов, ранее не охваченных выработкой. Многоствольные разветвления из существующих скважин улучшают условия вскрытия продуктивного пласта. А изолированные залежи нефти или газа, небольшие в размерах, могут быть вскрыты скважинами с большими отходами от вертикали, в том числе и многоствольными. Обычно горизонтальные скважины по производительности превосходят вертикальные скважины в 3 - 4 раза, а в