

расширение – на Западе». Значительное внимание должно быть уделено разведке нефтеносных структур в оффшорной зоне. Потребление природного газа к 2000 г. достигло 28–30 млрд. м³, план на 2020 г. – 47–70 трлн. м³. Прогнозные ресурсы должны обеспечить столь значительный рост потребления в продолжении XXI века [3].

Таким образом, в энергетическом балансе страны сегодня доминирует уголь (74 %), на втором месте находится нефть (18 %), далее следуют гидроэнергетика и АЭС (по 6 %) и природный газ (2 %). Потребление нефти в 1998 г. составило 187,5 млн. т, в том числе за счет собственного сырья 160,2 млн. т, импортировано 27,3 млн. т сырой нефти и 21,7 млн. т продуктов ее переработки, всего на сумму 3,2 млрд. дол. США; экспорт – 19,8 млн. т (1,5 млрд. дол. США), в том числе сырой нефти 15,6 млн. т.

Складские ее запасы 8 млн. т; продукты переработки – 7 млн. т. Добыча нефти стабилизировалась на уровне 160 млн. т/год, природного газа – 22 млрд. м³. Душевое потребление нефти в КНР все еще остается низким: 123 кг/чел., при среднем общемировом уровне 560 кг/чел. Прогноз потребления углеводородного сырья на 2020 г.: нефть 250–410 млн. т, газ 85–100 млрд. м³. Основные перспективы нами связываются с Таримским бассейном, где можно поднять добычу до 40–50 млн. т нефти в год, несмотря на сложную экономику района, а также с шельфом (прогнозируемая добыча более 20 млн. т/год). Слабо изученным и требующим государственного внимания остается бассейн «Джунгария» (северо-запад Китая). Его развитие в значительной степени зависит от инвестиций соседних государств – России и Казахстана. Движение в этом направлении началось и его следует развивать в более активной форме.

Литература

1. Геология нефти и газа Китая / Под ред. В.С. Вышемирского. – М.: ОИГМ СО РАН, 1992. – 37 с.
2. Мэй Я. К вопросу об основных направлениях освоения УВ ресурсов КНР в XX веке // Проблемы геологии и освоения недр: Труды Республиканской научно-практической конференции. – Уфа, 2002. – Т.2. – С. 228 – 230.
3. Чжан Ц. Сегодня и завтра энергетики Китая // Фундаментальные исследования. – Москва, 2005. – № 3. – С. 50 – 57.

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СОПРОВОЖДЕНИИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

А.С. Гоцуляк¹, А.В. Воробец²

Научный руководитель заведующий отделом В.В. Максименко

¹Томский научно-исследовательский проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время Российские нефтяники ищут новые технологии поддержания добычи на достигнутом уровне или обеспечения ее определенного прироста. Старые месторождения обводняются, запасы переходят в разряд трудно извлекаемых, а новых крупных за последние годы открыто немного. Возникает необходимость совершенствовать методы повышения нефтеотдачи пластов на старых месторождениях. Вследствие чего при строительстве новых скважин на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК наблюдается динамика увеличения объемов бурения горизонтальных скважин (ГС) при разработке новых месторождений. Вместе с тем растет сложность геологических условий проводки, увеличивается протяженность горизонтальных участков и предъявляемые требования к качеству строительства. Данные факторы приводят к возникновению неопределенностей во время бурения, которые влекут за собой риски, ведущие к увеличению стоимости бурения.

На сегодняшний день актуальным направлением является эффективное управление рисками [1, 2, 3] при геологическом сопровождении бурения горизонтальных скважин и зарезок боковых горизонтальных стволов (ЗБГС), их своевременное выявление и минимизация. Данные мероприятия позволят снизить вероятность экономических потерь при бурении.

Для анализа неопределенностей и рисков, возникающих в процессе бурения, выполнена их классификация. По данной классификации условно выделено три типа неопределенностей – геологические, технические и организационные. Каждый из трех типов подразделяется на несколько составляющих подтипов (рис. 1). Таким же образом, на несколько подгрупп делятся три группы рисков – риски во время бурения, риски, связанные с добычей, и риски, связанные со стоимостью бурения (рис. 2).

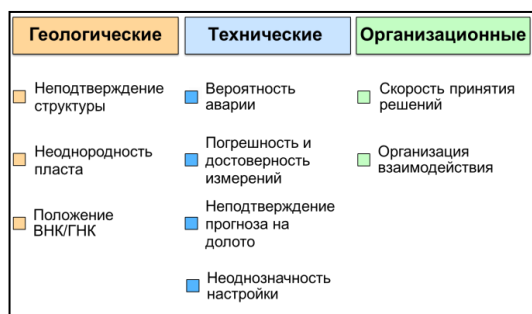


Рис. 1 Классификация неопределенностей

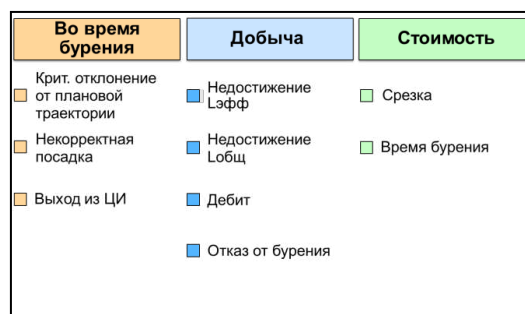


Рис. 2 Классификация рисков

Анализ, проведенный по скважинам с горизонтальным окончанием, пробуренным с 2008 г., показал основные неопределенности и риски, которые наиболее часто встречались во время бурения. Геологические неопределенности, такие как неоднородность пласта и неподтверждение структуры, являются одними из наиболее часто встречаемых. Среди технических неопределенностей чаще встречается неподтверждение прогноза на долото.

Основные риски – недостижение плановой эффективной и плановой общей длин скважин, а так же риск выхода из целевого интервала и риск критического отклонения от плановой траектории.

Для минимизации вышеперечисленных рисков предлагаются следующие мероприятия:

1. Для снятия рисков, возникающих из-за геологических неопределенностей, требуется составление программы на проведение дополнительных исследований по району работ. В данную программу включаются рекомендации по проведению гирскопических исследований старого фонда по району бурения, а также рекомендации по бурению пилотных стволов на горизонтальных скважинах.

2. При бурении в условиях высокой неопределенности, предлагается принимать решения с рассмотрением нескольких прогнозных вариантов поведения структуры и выбирать «наименее рискованный» из них (рис. 3).

3. Для снятия рисков в процессе бурения, после посадки эксплуатационной колонны, в ходе бурения горизонтального ствола использовать стандартный комплекс ГИС – Logging While Drilling (LWD). Использование данного комплекса исключает проведение промежуточного и окончательного каротажей. Обязательным условием LWD является включение в забойные телесистемы азимутального ГК, необходимого для оценки угла падения и прогнозирования его дальнейшего поведения.

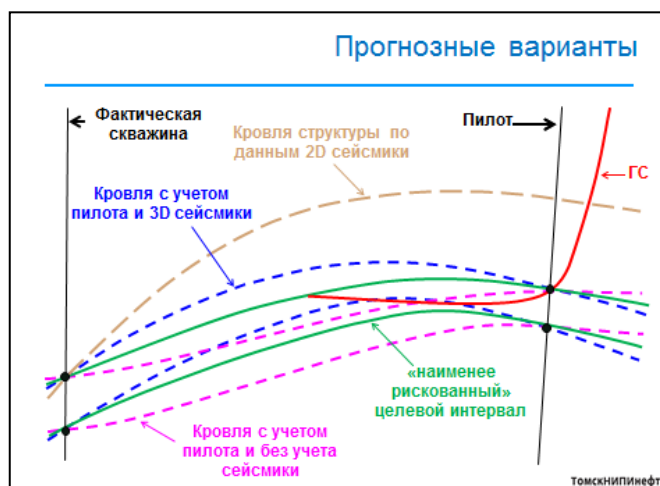


Рис. 3 Классификация неопределенностей

Существенными преимуществами LWD являются:

- определение стратиграфической мощности пропластков;
- отсутствие зоны проникновения фильтра бурового раствора и стабильное состояние ствола скважины во время каротажа;
- большая информативность каротажа во время бурения в сравнении с каротажем на кабеле или трубах;
- замеры в горизонтальных стволах в процессе бурения позволяют избежать множества технических проблем по сравнению с проведением каротажа на жестком кабеле;
- для азимутального каротажа характерно получение нескольких независимых замеров в одной точке глубины, что повышает статистическую надежность измерения и позволяет оценить неоднородность породы.

Приведенные методы минимизации рисков при геологическом сопровождении бурения позволяют снизить вероятность экономических потерь при бурении, а именно:

- снижение затрат на бурение, за счет сокращения числа срезок;
- увеличение эффективности проходки, при снижении риска выхода их ЦИ, что повышает стартовые дебиты скважин;
- качественные и информативные замеры во время бурения позволяют избежать ошибочного выделения коллекторов;
- стоимость LWD компенсируется сокращением общего времени бурения и отказом от промежуточного и окончательного каротажей, что даст возможность в кратчайшие сроки ввести скважину в эксплуатацию.

Таким образом, для минимизации рисков при геологическом сопровождении бурения горизонтальных скважин предлагается:

- до бурения проводить программу исследований района работ;
- рассматривать несколько прогнозных вариантов поведения структуры;
- в процессе бурения горизонтального ствола применять LWD.

Литература

1. Jason Baihly, Dee Grant, Li Fan, Suhas Bodwadkar. Horizontal Wells in Tight Gas Sands – A Methodology for Risk Management to Maximize Success // SPE Annual Technical Conference and Exhibition – 11 – 14 November 2007 г. – Anaheim, California, U.S.A., 2007. – P. 1 – 5.
4. Lei Wu, Ping Yang, Harugi M. Pranata, Wu Su, Li Xu. Effective Uncertainty Management Strategies to Successfully Deliver Horizontal Well in Changbei Gas Field // International Petroleum Conference. – 26 – 28 March 2013 г. – Beijing, China, 2013. – P. 3 – 8.
5. Mottahedeh R. Horizontal Well Geosteering: Planning, Monitoring and Geosteering // Journal of Canadian Petroleum Technology, 2008. – №11. – P. 28 – 32.

**ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖНЫХ ДИАГРАММ В ЦЕЛЯХ РАСЧЛЕНЕНИЯ
РАЗРЕЗОВ И КОРРЕЛЯЦИИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
(НА ПРИМЕРЕ СРЕДНЕ-ВАСЮГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

А.Р. Гумеров

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Применение комплекса геофизических исследований: стандартный каротаж (КС и ПС); гамма- и нейтронный гамма-каротаж (ГК, НГК); микрозонд (МЗ), акустический каротаж (АК) и др. (боковой, индукционный, кавернометрия и т.д.), позволило провести расчленение и корреляцию верхнеюрского терригенного разреза, вскрытого бурением в пределах Средне-Васюганского нефтяного месторождения, административно относящегося к Каргасокскому району Томской области. Выделение слоев различной литологии по ГИС базировалось на выявлении связи физических свойств пород с их составом и отражением на различного рода каротажных диаграммах [2]. Генетическая принадлежность отложений изложена на основе представлений В.Б. Белозерова [1].

Изученные отложения имеют позднеюрский возраст и представлены васюганской (нижней и верхней подсвитами), георгиевской и баженовской свитами. Васюганская свита согласно залегает на отложениях тюменской, перекрывается глинистыми породами георгиевской (кимеридж) и аргиллитами баженовской (волга) свит.

Основной нефтепоисковый уровень на Средневасюганском месторождении включает в себя прибрежно-морские и континентальные отложения верхней юры, объединенные в нефтегазоносный горизонт Ю₁, развитый в пределах месторождения повсеместно и вскрытый всеми скважинами. Горизонт представлен переслаиванием песчаных, алевритовых, глинистых и углистых пород разного генезиса. В пределах месторождения в его составе выделены песчаные продуктивные пласты Ю₁³⁻⁴ (Ю₁⁴+Ю₁³), Ю₁², Ю₁¹, разделённые между собой глинисто-углистыми и углистыми прослоями. В подошве и кровле его залегают глинистые породы, соответственно нижневасюганской подсвиты и георгиевской свиты. Толщина горизонта 27–40 м.

Нижневасюганская подсвита рассматривается в качестве репера 1 категории, так как в пределах изученной площади достаточно выдержана по простиранию, отличается значительными мощностями, составляющими 10–16 м; имеет относительно однородный преимущественно алевритоглинистый состав и хорошо выражена в разрезе.

На диаграммах ГИС этот репер имеет: низкие показания КС, отсутствие отрицательных аномалий ПС (стандартный каротаж); средние значения ИК; отсутствие приращения, очень низкое сопротивление и совпадение кривых МЗ; высокие значения ГК и низкие НГК; неизменное значение показаний кавернометрии (рис. 1).

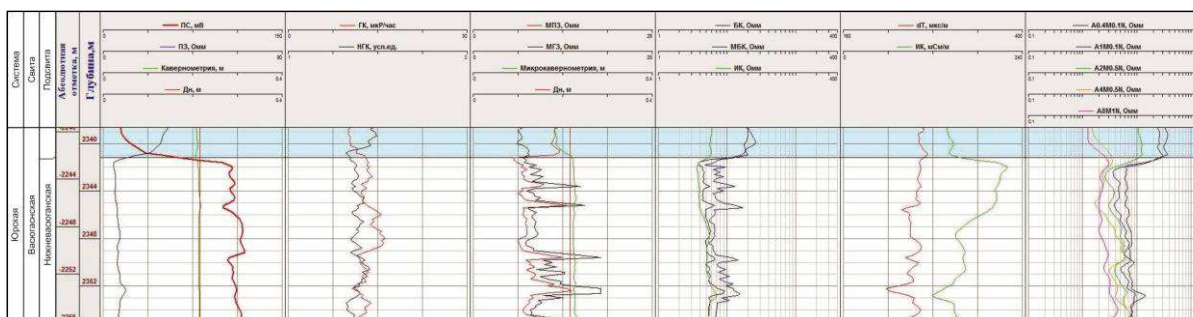


Рис. 1 Геолого-геофизическая характеристика нижневасюганской подсвиты – репера 1 категории

Пласт Ю₁³⁻⁴ залегает в основании верхневасюганского разреза. В ряде скважин (скважины 6п, 23, 4п) пласт разделяется глинистой пачкой на два пласта (Ю₁⁴ и Ю₁³), но на большей части территории (скважины 10р, 14, 13р, 9р, 8р, 20б, 22б) он представляет сравнительно мощное монолитное песчаное тело общей мощностью 11,6–24 м, эффективной – 6,6–20 м и рассматривается в качестве единого природного резервуара (пласт Ю₁³⁻⁴) пластового типа. Отложения представлены преимущественно песчаниками светло-серыми и буровато-серыми,